



**И. Т. ИШМУХАМЕТОВ, С. Л. ИСАЕВ,**  
**М. В. ЛУРЬЕ, С. П. МАКАРОВ**

# **ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

Ildus Ishmuhametov, Stanislav Isaev,  
Mikhail Lourie, Sergei Makarov

# PIPELINE TRANSPORTATION OF REFINED OIL PRODUCTS

## BATCH PIPELINE TECHNOLOGY

Theoretical and Practical Text-book  
(General Editor - professor Mikhail LOURIE)

Chapter 1 : Characteristics of Refined Oil Products  
Chapter 2 : Batch Pipeline Technology  
Chapter 3 : Theoretical Basics of the Interface Mixing  
Chapter 4 : Hydraulics of the Batch Pipeline Systems  
Chapter 5 : Optimization of the Batch Pipeline System Parameters  
Chapter 6 : Software for Design and for Operation

Oil & Gas, Publishing Co, Moscow, Russia

Address : Leninskyi prosp. 65, Moscow, GSP-1, 117917, Russia  
Tel/fax: +7 (095) 930-9254. E-mail: lurie@gaog.unicor.ac.ru

Copyright © 1999 Joint-Stock Co «Transnefteproduct». All rights reserved.  
No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system,  
or transmitted in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying,  
recording or otherwise, without the prior permission of the publisher.

И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев,  
М. В. Лурье, С. П. Макаров

# ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Учебно-практическое пособие по вопросам теории и расчета

*Под общей редакцией проф. М. В. Лурье*

Издательство «Нефть и газ»  
Москва 1999



С 11 Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И.Т.Ишмухаметов, С.Л.Исаев, М.В.Лурье, С.П.Макаров. — М.: Нефть и газ, 1999.—300 с.

ISBN 5—7246—0104—4

В книге, предназначенной работникам акционерной компании «Транснефтепродукт», а также студентам, аспирантам и научным сотрудникам, специализирующимся в области трубопроводного транспорта, представлены теоретические основы одной из интереснейших технологий — последовательной перекачки нефтепродуктов. Заинтересованный читатель найдет в книге ответы на основные вопросы теории перекачки нефтепродуктов, объяснение тех или иных физических явлений, происходящих при транспортировке нефтепродуктов по трубам, модели, методы описания и расчета основных технологических параметров перекачки и т.п. Отличительной особенностью книги является большое количество конкретных примеров расчета и задач с подробным решением и анализом. Содержание книги должно помочь работникам трубопроводного транспорта в их повседневной работе, связанной с принятием ответственных решений при эксплуатации такой сложной инженерной системы, какой является нефтепродуктопроводная сеть России.

ISBN 5—7246—0104—4

© Акционерная компания «Транснефтепродукт», 1999  
© Издательство «Нефть и газ», 1999

## Содержание

Предисловие .....	10
Введение .....	14
Глава 1. ТОВАРНЫЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ И ИХ СВОЙСТВА .....	19
1.1. Автомобильные бензины .....	20
1.2. Керосины .....	24
1.3. Дизельные топлива .....	27
1.4. Физические свойства нефтепродуктов .....	33
Глава 2. ТЕХНОЛОГИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ .....	42
2.1. Сущность последовательной перекачки нефтепродуктов методом прямого контактирования .....	42
2.2. Основные объекты и узлы системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов .....	44
2.2.1. Головная и промежуточные перекачивающие станции .....	45
2.2.2. Конечный пункт нефтепродуктопровода .....	48
2.2.3. Резервуары нефтепродуктопроводов .....	48
2.2.4. Линейная часть нефтепродуктопроводов .....	50
2.3. Реализация технологии последовательной перекачки нефтепродуктов .....	51
Глава 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ .....	55
3.1. Смесеобразование в зоне контактирования последовательно движущихся партий нефтепродуктов .....	55
3.2. Физические причины смесеобразования .....	57
3.3. Главный фактор, определяющий интенсивность продольного перемешивания нефтепродуктов .....	60
3.4. Распределение концентрации нефтепродуктов в смеси .....	63

3.5. Математическое описание смесеобразования при последовательной перекачке нефтепродуктов	67
3.5.1. Уравнение объемного баланса нефтепродуктов в смеси	69
3.5.2. Интенсивность массообмена в области смеси	71
3.5.3. Дифференциальное уравнение продольного перемешивания в области контактирования нефтепродуктов	75
3.6. Эффективный коэффициент продольного перемешивания	76
3.7. Возникновение и рост смеси в зоне контакта двух нефтепродуктов	78
3.8. Длина и объем области смеси нефтепродуктов	83
3.9. Метод эквивалентных длин	92
3.10. Первичная технологическая смесь	96
3.11. Смесеобразование при остановках последовательной перекачки нефтепродуктов	100
3.11.1. Причины, по которым остановки последовательной перекачки разноплотностных нефтепродуктов особенно опасны	100
3.11.2. Основной фактор, сдерживающий растекание нефтепродуктов	103
3.11.3. Трансформация концентрационного состава смеси при остановках перекачки	104
3.11.4. Расчет смесеобразования при остановках перекачки	107
3.11.5. Мероприятия по уменьшению смесеобразования при остановках перекачки	111
3.11.6. Способ прокладки трубопровода, предотвращающий смесеобразование при остановках перекачки	114
3.12. Интегральное содержание нефтепродуктов в смеси	115
3.13. Перекачка нефтепродуктов с разделительной пробкой из их смеси	118
3.14. Движение маркера в потоке нефтепродукта	122
3.15. Раскладка смеси	126

3.16. Предельно допустимые концентрации одних нефтепродуктов в других	128
3.17. Расчет минимально допустимых объемов партий нефтепродуктов	132
3.18. Расчет годового числа циклов последовательной перекачки нефтепродуктов	136
3.19. Расчет необходимой вместимости резервуарного парка	139
<b>Глава 4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ</b>	<b>144</b>
4.1. Гидравлическое описание работы участка нефтепродуктопровода при перекачке одного нефтепродукта	145
4.1.1. Уравнение Бернулли	145
4.1.2. Коэффициент гидравлического сопротивления	147
4.1.3. Гидравлический уклон	151
4.1.4. Уравнение баланса напоров	152
4.1.5. Характеристики насосов	156
4.2. Расчет нефтепродуктопровода с отводами	161
4.3. Гидравлическое описание работы участка нефтепродуктопровода при вытеснении одного нефтепродукта другим	169
4.3.1. Обобщенное уравнение Бернулли	169
4.3.2. Скачки напора	173
4.3.3. Уравнение баланса давлений	177
4.3.4. Циклограмма процесса вытеснения одного нефтепродукта другим	178
4.4. Нефтепродуктопроводы с промежуточными перекачивающими станциями	180
4.5. Согласование работы нефтепродуктопровода с промежуточными перекачивающими станциями; дросселирование	185
4.6. Самотечные участки нефтепродуктопроводов	189
4.7. Остаточный объем нефтепродукта в трубопроводе	197
4.8. Истечение нефтепродукта через отверстия в трубопроводах	200
4.9. Утечки нефтепродукта из трубопровода	201



4.10. Использование антигидратных присадок к нефтепродуктам для снижения потерь напора на трение .....	224
Глава 5. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ .....	
5.1. Расчет укрупненных технологических параметров .....	234
5.1.1. Гидравлический расчет .....	234
5.1.2. Расчет смешивания .....	237
5.1.3. Расчет цикличности перекачки .....	238
5.1.4. Расчет вместимости резервуарных парков .....	240
5.2. Расчет укрупненных экономических показателей .....	240
5.2.1. Расчет капитальных вложений в линейную часть нефтепродуктопровода .....	241
5.2.2. Капитальные вложения в перекачивающие станции .....	243
5.2.3. Капитальные вложения в сооружение резервуарных парков .....	245
5.2.4. О стоимости нефтепродуктов в трубопроводной системе .....	246
5.2.5. Эксплуатационные расходы .....	248
5.3. Оптимизация параметров нефтепродуктопроводных систем .....	250
5.3.1. Формулировка оптимизационной задачи .....	252
5.3.2. Алгоритм оптимизационных расчетов .....	253
5.3.3. Результаты оптимизационных расчетов для одноконтурных нефтепродуктопроводов .....	255
5.3.4. Результаты оптимизационных расчетов для двухтрубных нефтепродуктопроводов .....	260
5.3.5. Какие же нефтепродуктопроводы предпочтительней, одно- или двухтрубные? .....	263

## Глава 6. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ .....

6.1. Пакет компьютерных программ «МИКС» для расчета смешивания в безостановочных режимах перекачки нефтепродуктов .....	267
---	-----

6.2. Пакет компьютерных программ «ОСТАНОВКИ» для расчета дополнительного смешивания при остановках перекачки нефтепродуктов .....	270
6.3. Пакет компьютерных программ «ПРОФАН» для выбора благоприятных мест остановки смеси .....	272
6.4. Пакет компьютерных программ «РАССМЕС» для расчета раскладки смеси нефтепродуктов .....	273
6.5. Пакет компьютерных программ «ЗАПАС» .....	275
6.6. Пакет компьютерных программ «ЭНЕРГИЯ» для гидравлических и энергетических расчетов перекачки нефтепродуктов .....	277
6.7. Пакет компьютерных программ «ПРИСАДКИ» для расчета перекачки нефтепродуктов с антигидратными присадками .....	280
6.8. Пакет компьютерных программ «ГИДРАНТ» для расчета переходных режимов в нефтепродуктопроводе .....	283
6.9. Пакет компьютерных программ «ТРИП» для расчета волновых процессов в трубопроводе с промежуточными перекачивающими станциями .....	285
6.10. Пакет компьютерных программ «ЦВЕТНОЙ ГРАФИК» для визуального слежения за перемещениями партий нефтепродуктов в трубопроводе .....	288
6.11. Пакет компьютерных программ «БАЛАНС» .....	291
6.12. Пакет компьютерных программ «АВИС» для автоматизированного расчета истечения нефтепродуктов при авариях .....	292
Литература .....	295

## Предисловие

Трубопроводный транспорт жидкостей и газов давно уже стал мощной и самостоятельной отраслью промышленного производства. Магистральные трубопроводы, по которым перекачивают миллионы тонн нефти, нефтепродуктов, газа, а также других видов углеводородного сырья, покрывающие запутанной сетью промышленно развитую часть территории России, протянулись на тысячи километров от мест добычи нефти и газа к потребителям внутри страны и за ее рубежами. От нефтеперерабатывающих заводов пролегли мощные трубопроводные артерии, по которым текут реки из десятков видов нефтепродуктов — бензинов, дизельных топлив, керосинов, моторных и печных топлив. Без преувеличения можно сказать, что нефтепродуктопроводная сеть России является своего рода кровеносной системой, питающей промышленность и сельское хозяйство страны.

Транспортировка нефтепродуктов по трубам существенно отличается от перекачки других жидкостей, например воды или нефти. Главное ее отличие состоит в том, что в одной и той же трубе одновременно находятся не одна, а несколько жидкостей с различными физико-химическими и механическими свойствами, с различным назначением. Тем не менее перекачать эти жидкости нужно так, чтобы они не перемешались друг с другом и дошли до потребителя практически в том же количестве и с тем же качеством, с каким были приняты к транспортировке. Если при этом учесть, что требования к качеству моторных топлив, используемых в двигателях внутреннего сгорания, необычайно высоки, а стоят эти топлива

гораздо дороже, чем углеводородное сырье, из которого они изготовлены, то становится понятным, какой жесткий регламент нужно выдерживать, чтобы обеспечить выполнение указанных требований.

Основной технологией, которая принята во всем мире для транспортировки светлых нефтепродуктов, является их *последовательная перекачка прямым контактированием*, т.е. перекачка порциями (по англ. *batching*), когда один нефтепродукт вытесняет другой и в свою очередь вытесняется третьим. Такой способ транспортировки совкупности различных нефтепродуктов по одной и той же трубе, безусловно, прогрессивен, поскольку позволяет отказаться от строительства пучка трубопроводов (для каждого нефтепродукта — свой трубопровод) и гарантирует достаточно равномерное снабжение потребителей всеми сортами моторных топлив. В то же время этот способ имеет существенный недостаток, поскольку в зоне контакта последовательно движущихся нефтепродуктов образуется смесь, которая не может быть использована ни как один нефтепродукт, ни как другой. Тем не менее при соблюдении специальных правил транспортировки и обеспечении жесткого регламента всех технологических операций последовательная перекачка нефтепродуктов не только возможна, но и доказала свои преимущества многолетней практикой.

Разработка теории и внедрение последовательной перекачки нефтепродуктов на нефтепродуктопроводах России связаны с именами десятков выдающихся инженеров и ученых, многих из которых уже нет с нами. Нельзя не вспомнить без чувства глубокой признательности М. З. Карпачева, А. А. Кривоносова, Л. А. Мацкина, М. В. Нечвала, С. Н. Никифорова, В. Ф. Новоселова, П. И. Тугунова, И. М. Торочкова, М. Н. Фокина, Д. А. Черняева, В. А. Юфина, В. С. Яблонского и многих



других, внесших неоценимый вклад в становление и развитие в нашей стране последовательной перекачки нефтепродуктов.

Написаны основательные книги по технике и технологии последовательной перекачки нефтепродуктов. Среди них:

**Яблонский В. С., Юфин В. А., Бударов И. П. Последовательная перекачка нефтепродуктов и нефтей по магистральным трубопроводам** (М.: Гостехиздат, 1959, 205 с.), первая отечественная монография по последовательной перекачке;

**Галеев Б. В., Карпачев М. З., Харламенко В. И. Магистральные нефтепродуктопроводы** (М.: Недра, 1976, 358 с.), в которой прекрасно изложены техника и технология перекачки нефтепродуктов, устройство трубопроводов, оборудование перекачивающих станций, линейной части и резервуарных парков. Это изложение выполнено столь хорошо и добротно, что авторы настоящей книги не сочли необходимым останавливаться на конкретных деталях устройства нефтепродуктопроводных систем и применяемого в них оборудования, отослав заинтересованного читателя к этой монографии;

**Нечваль М. В., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов** (М.: Недра, 1976, 224 с.), которая служила учебником по трубопроводному транспорту нефтепродуктов для многих поколений студентов нефтяных вузов и факультетов;

**Лурье М. В., Марон В. И., Мацкин Л. А. и др. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов** (М.: Недра, 1979, 256 с.), в которой излагаются техника, технология и теория явлений, происходящих при последовательной перекачке нефтепродуктов.

Часть изложенного в этих книгах материала до сих пор не утратила своей значимости, однако произошедшие за

двадцать лет изменения не могли не сказаться на оценке и переоценке некоторых вопросов техники и технологии перекачки нефтепродуктов по трубам. Появились новые технологические решения, вызванные прежде всего сильной ветвизацией нефтепродуктопроводной сети, снижением уровня загрузки отдельных трубопроводов, частыми остановками перекачки и т. п. Были открыты и изучены новые явления (происходящие, например, при остановах перекачки), найдены новые решения связанных с ними технологических проблем. Были разработаны новые подходы и методы решения повседневных задач в связи с широким внедрением компьютерной техники.

Необходимость написания данной книги была вызвана также тем, что в трубопроводном транспорте нефтепродуктов произошла смена поколений. В коллектив компании «Гранснефтепродукт» влились сотни и тысячи новых инженеров и технических работников, нуждающихся в усвоении и закреплении опыта, накопленного старшими товарищами, с тем чтобы, с одной стороны, грамотно эксплуатировать отечественные нефтепродуктопроводы, особенно в сложных современных условиях, с другой стороны, преумножать этот опыт и внедрять в трубопроводный транспорт последние достижения науки и техники.

*Авторы будут признательны всем, кто сочтет необходимым прислать свои отзывы и замечания по содержанию книги.*

Москва, декабрь 1998 г.



## Введение

Несколько поколений отечественных инженеров и ученых работало над созданием, развитием и совершенствованием последовательной перекачки. Благодаря их усилиям открыто, изучено и использовано в практике множество физических явлений, сопровождающих последовательную перекачку, разработана ее теория и методы расчета, созданы сотни видов трубопроводного оборудования, позволяющего наладить и довести до определенной степени совершенства эту технологию, а самое главное, построить и ввести в действие более 20 тыс. км нефтепродуктопроводов. К настоящему времени последовательная перекачка нефтепродуктов в России имеет 40-летнюю историю.

Первые опыты по перекачке по одному и тому же трубопроводу керосина и газойля, т.е. фактически двух различных жидкостей, провел в нашей стране инженер А. А. Кашев в 1930 — 32 гг. на керосинопроводе «Баку — Батуми». В США первые эксперименты по перекачке бензина и бутана относятся к концу 30-х годов. В конце 30-х годов инженер Д. А. Черняев на нефтепродуктопроводе «Каспий — Орск» осуществил последовательную перекачку воды и нефти. Профессор Московского нефтяного института В. С. Яблонский в 1946 г. провел лабораторные эксперименты по последовательной перекачке нефтепродуктов и доказал техническую осуществимость этой технологии.

Внедрение последовательной перекачки нефтепродуктов в Советском Союзе началось на магистральном тру-

бопроводе «Уфа — Петропавловск» и «Салават — Уфа» в рамках тогдашнего Главнефтеснаба РСФСР. Необходимость этого внедрения была продиктована жизнью. К этому времени в эксплуатации находились нефтепродуктопровод «Уфа — Петропавловск — Омск», два нефтепродуктопровода «Салават — Уфа» и заканчивалось строительство нового нефтепродуктопровода «Омск — Сокур». Все эти трубопроводы проектировались и предназначались под перекачку только одного сорта нефтепродукта: по первому нефтепродуктопроводу должен был перекачиваться только бензин А-66, по второму — только дизельное топливо. Нефтепродуктопровод «Ишимбай — Уфа» с диаметром 300 и 350 мм предназначался под перекачку бензина А-66, а нефтепродуктопровод «Салават — Уфа» с диаметром 500 мм — под перекачку только дизельного топлива.

К 1962 году последовательная перекачка нефтепродуктов начала осуществляться на недавно построенном нефтепродуктопроводе «Куйбышев — Брянск», в частности на его первой очереди «Куйбышев — Никольское». Руководил работами инженер А. А. Кривоносов. До 1962 года на этом участке велась перекачка только автомобильных бензинов. В 1964 году перекачка нефтепродуктов по новой технологии велась уже до конечного пункта «Брянск». В этот же период на нефтепродуктопроводе «Куйбышев — Брянск» интенсивно велось строительство отводов на попутные нефтебазы. В 1966 г. был построен двухниточный отвод на Пензенскую нефтебазу, в 1968 г. — на Каменскую и Становлянскую, а в 1970 г. — на Никифоровскую. К 1970 г. по трубопроводу последовательно перекачивалось семь сортов дизельного топлива и два сорта автомобильного бензина; годовое число циклов колебалось от 48 до 52.



В 1970 — 1980 гг. система нефтепродуктопроводов расширялась. В ее состав вошли примерно 1700 км так называемых *«Западных трубопроводов»*, причем уже на всех планировалась последовательная перекачка. Увеличение принимаемого ассортимента нефтепродуктов, а также внедрение последовательной перекачки на участках *«Полук — Дисна — Илуксте»*, *«Куйбышев — Гомель»*, *«Мозырь — Новоград Волынский»*, *«Уфа — Западное направление»* и др. позволило более ритмично загрузить трубопроводы. Если в 1975 году последовательная перекачка автотензинов и дизельных топлив проектировалась на трубопроводах с общей протяженностью около 1600 км, то к 1980 году она была распространена на участки с общей протяженностью более 3300 км. Удвоился и объем последовательно перекачиваемых нефтепродуктов: в 1975 г. он равнялся 8,4 млн. т, а в 1980 г. он составлял уже 15,9 млн. т.

С 1980 года начался новый этап развития нефтепродуктопроводной сети страны. К этому времени уже был накоплен обширный опыт в области техники и технологии последовательной перекачки, решены основные научные и практические задачи. Характерной особенностью нового этапа явился курс на создание так называемых *разветвленных* нефтепродуктопроводов, т.е. нефтепродуктопроводов, включающих большое число отводов и ответвлений для снабжения потребителей, тяготеющих к тому или иному трубопроводу, всеми видами моторных топлив. Подразумевалось организовать непрерывную доставку этих топлив прямо от места их производства до потребителей. Естественно, что в качестве основной технологии транспортировки проектировалась только последовательная перекачка. В результате общая протяженность нефтепродуктопроводов достигла 22 тысяч километров, причем на долю отводов приходилось более 20%, а объем перекачки составил около 70 млн. тонн [8].

С 1993 года транспортировка нефтепродуктов по трубопроводам находится в ведении Акционерной компании трубопроводного транспорта нефтепродуктов, сокращенно — *АО «Транснефтепродукт»*. Всего в компанию входит семь трубопроводных систем. Наиболее протяженные из них — это *«Самара — Брянск — Ст. Конь (Орел)»* — *Унеча — Западное направление»*, *«Никольское — Воронеж — Белгород»*, входящие в АО «Юго-Запад Транснефтепродукт», и *«Уфа — Петропавловск»*, *«Уфа — Омск»* и *«Уфа — Прибой (Самара)»* — *Никольское — Западное направление»*, входящие в АО «Урал Транснефтепродукт». Третья по размерам трубопроводная система — это *«Нижний Новгород — Новки — Рязань — Тула — Орел»* плюс нефтепродуктопровод *«Рязань — Москва»*, входящие в АО «Рязань Транснефтепродукт». Нефтепродуктопроводы *«Нижний Новгород — Казань»* и *«Нижекамск — Альметьевск»* входят в АО «Средневолжский Транснефтепродукт». Крупная 600-км система *«Омск — Сокур»* для транспорта нефтепродуктов управляется АО «Сибтранснефтепродукт». Еще две системы являются собой трехниточный *«Московский кольцевой нефтепродуктопровод»*, входящий в АО «Мостранснефтепродукт», и нефтепродуктопровод *«Кириши — С. -Петербург»*, управляемый АО «С. -Петербург Транснефтепродукт». На Юге России имеются нефтепродуктопроводы *«Грозный — Армавир»* и *«Трудовая — Армавир»*. Все эти нефтепродуктопроводы входят в АК «Транснефтепродукт», их общая протяженность составляет более 20 тысяч километров. На Востоке страны имеются нефтепродуктопроводы *«Магадан — Палатка — Атка»* и *«Хабаровск — Аэропорт»*.

В настоящее время за рубежом существуют десятки нефтепродуктопроводов, по которым осуществляется последовательная перекачка разнородных нефтепро-



дуктов. Среди этих трубопроводов крупнейшие транспортные системы США, Канады, Франции, Германии, Ближнего Востока и других стран. Так, например, в США обшая протяженность магистральных нефтепродуктопроводов составляет около 120 тыс. км. Среди них — крупнейший нефтепродуктопровод «Колониэл», предназначенный для транспортировки нефтепродуктов с побережья Мексиканского залива — от Хьюстона в район Нью-Йорка. Протяженность магистральной части этого трубопровода составляет 2560 км. Также имеются ответвления к 165 перевалочным и распределительным нефтебазам с общей протяженностью 2189 км. Самая крупная система США «Грейт лейнс пайп лайн» имеет протяженность около 10 тыс. км. В Германии крупнейший нефтепродуктопровод «Рейн — Майн» имеет протяженность 630 км. Во Франции действует крупнейший в Европе нефтепродуктопровод «Марсель — Карлсруэ», протяженность которого составляет более 700 км. [7, 14, 35]

Таким образом, последовательная перекачка нефтепродуктов является основной технологией транспортирования светлых нефтепродуктов, принятой сейчас во всем мире. Сохранение годами накопленного теоретического, технологического и производственного опыта, его систематизация и обобщение, а также передача следующим поколениям инженеров и ученых, всем работникам трубопроводного транспорта представляется авторам весьма актуальной задачей.

## Глава 1

# ТОВАРНЫЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ И ИХ СВОЙСТВА

Товарные нефтепродукты и прежде всего моторные топлива (бензины, керосины, дизельные топлива, газойль, соляровое масло и т.п.) получают из нефти путем ее переработки. Первоначально использовались процессы прямой перегонки нефти, в которых из нагретой нефти указанные нефтепродукты получали прямым испарением, затем были разработаны более сложные процессы: *крекинг* (расщепление нефти под действием высоких температур и давлений в присутствии катализаторов, *каталитический крекинг*, или без них — *термический крекинг*), *алкилирование* (введение в молекулы органических веществ алкильной группы — метилирование, этилирование), гидрирование (внедрение водорода в молекулы органических соединений), ароматизация (увеличение содержания ароматических фракций), *полимеризация*, *синтез* и т.п.

Полученные из нефти нефтепродукты представляют собой смеси различных углеводородов, пределы кипения которых, т.е. интервалы температур, при которых жидкости переходят в паровую фазу, находятся в определенных температурных диапазонах [27, 28]. Наиболее легкие фракции нефти, выкипающие примерно в пределах от 40 до 215 °С, называют бензином. Фракции нефти, выкипающие в диапазоне от 150 до 315 °С, называют керосином. Фракции нефти, выкипающие в диапазоне от 300 до 400 °С — соляровым маслом. Остаток после отгонки из нефти бензина, керосина и солярового масла называют мазутом (рис. 1).



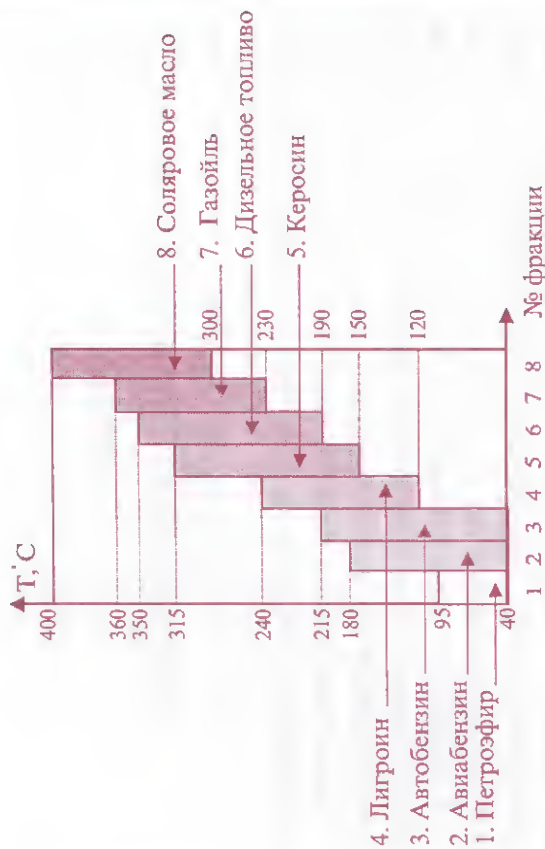


Рис. 1. Классификация нефтепродуктов по пределам выкипания

### 1.1. Автомобильные бензины

Автомобильные бензины, согласно выше приведенной классификации, это наиболее легкие фракции нефти, выкипающие примерно в пределах от 40 до 215 °C (см. рис. 1). Автомобильные бензины представляют собой бесцветную легковоспламеняющуюся горючую жидкость, взрывоопасная концентрация их паров в смеси с воздухом составляет 1—6%. Плотности бензинов колеблются от 730 до 750 кг/м³.

По нефтепродуктопроводам перекачивают автомобильные бензины марок А-76, А-80 и Аи-92.

Бензины делятся на следующие виды:

— летние, предназначенные для применения во всех районах, кроме северных и северо-восточных, в период с 1 апреля по 1 октября; в южных районах — в течение всех сезонов;

— зимние, предназначенные для применения в течение всех сезонов в северных и северо-восточных районах, и с 1 октября по 1 апреля — в остальных районах.

Эксплуатационные свойства автомобильных бензинов определяются их детонационной стойкостью, фракционным составом, химической стабильностью, содержанием серы.

**Детонационная стойкость** — наиболее важный показатель, характеризующий качество автомобильного бензина. Детонационная стойкость бензинов выражается в октановых числах, определяемых на специальных одноцилиндровых установках *моторным* (ГОСТ 511—82) или *исследовательским* (ГОСТ 8226—82) методом, а также методом детонационных испытаний на автомобильных двигателях в стендовых и дорожных условиях (ГОСТ 10373—75).

**Октановое число** — это условная количественная характеристика детонационных свойств бензина, численно равная процентному по объему содержанию хорошо детонирующего *изооктана* (углеводородной жидкости, октановое число которой принимается за 100) в его смеси с плохо детонирующим *n-гептаном* (октановое число которого принимается за 0), эквивалентной по детонационной стойкости испытываемому бензину при стандартных условиях испытания.

Октановое число, определяемое по исследовательскому методу, несколько выше, чем октановое число, определяемое по моторному методу.

Применение в двигателях бензина с октановым числом ниже требуемого недопустимо, так как это приводит к возникновению детонации в цилиндрах. Использование бензина с октановым числом выше требуемого также

нежелательно, так как вызывает увеличение теплонапряженности двигателя. Кроме того, применение высокооктанового бензина в непредназначенных для него двигателей убыточно. Для повышения детонационной стойкости бензинов и соответственного повышения октанового числа в них вводят тетраэтилсвинец (ТЭС) в количестве до 3,3 г на 1 кг бензина.

**Фракционный состав бензинов** характеризуется температурами перегонки 10, 50, 90% бензина и *температурой конца кипения*.

Фракционный состав, наряду с детонационной стойкостью, является одним из важнейших показателей качества автомобильных бензинов, так как влияет на надежность пуска, длительность прогрева и износостойкость двигателя.

**Температура конца кипения бензина** — это температура, при которой стандартная (100 мл) порция испытуемого бензина полностью перегоняется (выкипает) из стеклянной колбы, в которой она находилась, в приемник-холодильник.

Летние бензины имеют более тяжелый фракционный состав, чем зимние. Скорость прогрева двигателя и динамика разгона автомобиля зависят от температуры выкипания 50% бензина, которая для зимних бензинов не должна превышать 100 °С, а для летних — 110 °С. Полнота испарения бензина в двигателе зависит от температур перегонки 90% бензина и конца его кипения. Если эти температуры чрезмерно велики, то бензин не успевает полностью испаряться во впускном трубопроводе двигателя и поступает в цилиндры в жидком виде. В результате с трущихся поверхностей смывается смазка и усиливается износ деталей. Кроме того, поскольку не полностью испарившийся бензин сгорает медленно и недостаточно

Таблица 1.1

Бензины

Наименование показателей	Значение для марок		
	А-76	А-80	Аи-92
Детонационная стойкость (октановое число), не менее: по моторному методу по исследовательскому методу	76 не нормируется	76 80	83 92
Концентрация свинца (г/л), не более	0,013	этил. 0,15 неэтил. 0,013	этил. 0,15 неэтил. 0,013
Фракционный состав: температура начала перегонки бензина (°С), не ниже	Л 35 3 - не нормируется	35	35
Температура перегонки 10% бензина (°С), не выше	Л 70 3 55	70	75
Температура перегонки 50% бензина (°С), не выше	Л 115 3 100	120	120
Температура перегонки 90% бензина (°С), не выше	Л 180 3 160	190	190
Температура конца кипения бензина (°С), не выше	Л 195 3 185	215	215
Давление насыщенных паров (кПа)	Л 66,7 3 99,3	79,9	79,9
Концентрация фактических смол в мг на 100 см <sup>3</sup> бензина, не более на месте потребления	10	5	5
Массовая доля серы (%), не более	0,1	0,05	0,05



полно, повышается нагарообразование в камере сгорания двигателя.

**Химическая стабильность** характеризуется способностью бензина противостоять химическим изменениям при хранении, транспортировании и применении. Химическая стабильность бензина зависит от состава и строения содержащихся в нем углеводородов и неуглеводородных примесей. Для ее повышения применяют антиокислительные присадки (стабилизаторы).

**Содержание серы** предопределяет коррозионную активность бензинов. Применение сернистых автомобильных бензинов приводит к сокращению ресурса работы двигателей, а также к снижению его мощности.

Содержание серы в бензинах проверяют анализом на медной пластинке. Оно не должно превышать 0,10—0,15%.

Кроме того, бензины должны быть химически нейтральными, не содержать **механических примесей** и воды.

По физико-химическим и эксплуатационным показателям бензины должны соответствовать нормам и требованиям, указанным в табл. 1.1.

## 1.2. Керосины

Следующие за бензином фракции нефти, выкипающие при температуре от 150 до 315 °С, называют керосином (рис. 1). Особенно распространены три типа керосинов: осветительный, тракторный и керосин для реактивных двигателей (иначе, авиакеросин или реактивное топливо). Типы керосинов зависят от их назначения, ибо условия горения керосина в осветительных установках, в дви-

гателях тракторов или в реактивных двигателях совершенно различны [27].

**Осветительный керосин** используется и как источник света (в лампах и фонарях), и как источник тепла (в керосинках, примусах и т.п.). Существуют осветительные приборы, в которых свет рождается горением самого керосина (например, керосиновые лампы) или горящий керосин раскаляет специальные калильные сетки, дающие осветительно белый свет (например, прожекторы маяков). Осветительные и тепловые свойства керосина зависят от его фракционного состава и присутствия различных инородных веществ — смол, нафтеновых кислот, серы и т.п.

Главными показателями, по которым оценивают потребительские свойства осветительного керосина, являются фракционный состав, температура вспышки, цвет и высота неокпывающего пламени.

Плотности осветительных керосинов колеблются от 840 до 860 кг/м<sup>3</sup>, вязкости при 20 °С составляют от 1,25 до 2,0 сСт [28, 34].

**Тракторный керосин** — это топливо для тракторных карбюраторных двигателей. Поскольку керосин не имеет пусковых фракций, необходимых для запуска карбюраторного двигателя, последний запускают и прогревают на бензине, а затем переводят работающий двигатель на керосин.

Тракторный керосин готовят как из фракций прямой перегонки нефти, так и из их смесей с фракциями термического крекинга; к нему могут быть добавлены лигроиновые и даже бензиновые фракции [27].

**Авиационный керосин** — это специальные керосины, разработанные как топлива для реактивных двигателей. В авиакеросине более строго регламентируются фракционный состав и особенно низкотемпературные свойства —

по вязкости, температурам кристаллизации и помутнения, чтобы во время полета при температурах даже ниже  $-55^{\circ}\text{C}$  (а топливные баки самолетов расположены, как правило, в крыльях) не нарушилось поступление топлива к двигателям. Кроме того, проверяют содержание ароматических углеводородов, смол, серы, степень очистки керосина и др.

В качестве одного из сортов авиационного керосина можно указать тот, который выпускается под маркой ТС-1 (топливо самолетное). Свойства (по ГОСТу) этого топлива приведены ниже.

#### Топливо ТС-1

Плотность при $20^{\circ}\text{C}$ , $\text{кг/м}^3$ , не менее .....	775
Фракционный состав:	
температура начала перегонки, $^{\circ}\text{C}$ , не выше .....	150
10% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$ , не выше .....	165
50% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$ , не выше .....	195
90% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$ , не выше .....	230
98% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$ , не выше .....	250
остаток и потери в сумме, не более, % .....	2
Вязкость кинематическая, $\text{сСт}$ :	
при $20^{\circ}\text{C}$ , не менее .....	1,25
при $0^{\circ}\text{C}$ , не более .....	2,5
при $-40^{\circ}\text{C}$ , не более .....	8,0
Температура вспышки (в закрытом тигле), $^{\circ}\text{C}$ , не ниже .....	28
Температура начала кристаллизации, $^{\circ}\text{C}$ , не выше .....	-60
Температура помутнения, $^{\circ}\text{C}$ , не выше .....	-50
Йодное число, г йода на 100 г топлива, не более .....	3,5
Содержание ароматических углеводородов, %, не более .....	22
Содержание смол, мг на 100 мл топлива, не более:	
на месте производства .....	7
на месте потребления .....	10
Общее содержание серы, %, не более .....	0,25
Содержание водорастворимых кислот и щелочей .....	Отсутствие
Теплота сгорания (нижняя), $\text{ккал/кг}$ , не менее .....	10250

Зольность, %, не более .....	0,005
Содержание механических примесей и воды .....	Отсутствие
Проба на медную пластинку .....	Выдерживает

### 1.3. Дизельные топлива

Фракции нефти, выкипающие при  $230-360^{\circ}\text{C}$  и занимающие промежуточное положение между керосином и соляровым маслом (более тяжелыми фракциями нефти, выкипающими при  $300-400^{\circ}\text{C}$ ), называют *газовым маслом*, или *газойлем* (рис. 1). Обычно газойль готовился из 60% керосина и 40% солярового масла. Однако с 1937 г. в связи с развитием быстросходных дизелей стали появляться топлива под названием *дизельных*, которые по своему фракционному составу лишь незначительно отличались от газойля (выкипали при температурах  $190-350^{\circ}\text{C}$ ). С 1942 г. эти топлива перестали называть газойлем и во все спецификации они стали входить как *дизельные топлива*. Иными словами, *дизельные топлива* — это более тяжелые, чем керосин, но более легкие, чем соляровое масло, топлива, используемые в быстросходных дизельных двигателях.

По трубопроводам перекачиваются дизельные топлива: летние, зимние и экспортные. Отечественная промышленность в соответствии с требованиями ГОСТ 305—82 для различных условий применения вырабатывает топливо трех марок:

**Л** — летнее для использования при положительной температуре;

**З** — зимнее для эксплуатации при температуре окружающего воздуха до  $-20^{\circ}\text{C}$  с температурой застывания (потерей подвижности) не выше  $-35^{\circ}\text{C}$ . В тех случаях,



когда двигатели эксплуатируют при температуре до  $-35^{\circ}\text{C}$ , используют зимнее топливо с температурой застывания не выше  $-45^{\circ}\text{C}$ ;

А — арктическое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха до  $-50^{\circ}\text{C}$ , с температурой застывания не выше  $-55^{\circ}\text{C}$ .

Качество дизельного топлива оценивается по многим показателям. Это хорошо видно из паспорта, например, зимнего дизельного топлива [27].

### Паспорт

Откуда поступило топливо .....	( )
Наименование продукта .....	3-40
1. Цетановое число .....	45
2. Фракционный состав:	
10% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$ .....	205
50% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$ .....	270
90% перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$ .....	330
3. Кинематическая вязкость при $20^{\circ}\text{C}$ , сСт .....	3,5
4. Коксуемость 10%-го остатка, % .....	0,3
5. Кислотность в мг КОН на 100 мл .....	3
6. Зольность, % .....	0,01
7. Сера, % .....	0,1
8. Проба на медную пластинку .....	Выдерживает
9. Температура вспышки в закрытом тигле, $^{\circ}\text{C}$ .....	40
10. Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$ .....	- 55
11. Температура помутнения, $^{\circ}\text{C}$ .....	- 40
12. Водорастворимые кислоты и щелочи .....	Отсутствуют
13. Механические примеси .....	Отсутствуют
14. Вода .....	Отсутствует

**Цетановое число** — это условная количественная характеристика воспламенительных свойств дизельного топлива, численно равная процентному содержанию хо-

рошо воспламеняемого цетана (углеводородной жидкости, цетановое число которой принимается за 100) в его смеси с плохо воспламеняемым  $\alpha$ -метилнафталином (углеводородной жидкостью, цетановое число которой принимается за 0), эквивалентной по воспламенительным свойствам испытуемому топливу при стандартных условиях испытания [28].

Для дизельного топлива всех марок цетановое число не должно быть ниже 45. Использование топлива с цетановым числом выше 60 нецелесообразно, так как процесс сгорания практически не улучшается.

**Фракционный состав** дизельного топлива характеризуется наличием в нем спектра углеводородов. В стандартную колбу наливают 100 мл топлива и нагревают. Испарившуюся часть топлива конденсируют в специальном приемнике-холодильнике. При этом отмечают, какая часть топлива перешла из колбы в приемник при заданной температуре.

Зимние сорта топлива по сравнению с летними имеют облегченный фракционный состав — 96% топлива выкипает при температуре не выше  $340^{\circ}\text{C}$  (летние — не выше  $360^{\circ}\text{C}$ ) — и меньшую вязкость ( $1,8 \div 5,0$  сСт).

**Сера**, содержащаяся в топливе, определяется сжиганием  $1,5 \div 5,0$  мл топлива в стандартной лампочке с приспособлением для улавливания сернистого газа.

В зависимости от содержания серы вырабатывается дизельное топливо двух видов: 1 — содержание серы не более 0,2%; 2 — содержание серы не более 0,5% (для арктического — 0,4%).

В условные обозначения марок летнего топлива для высокооборотных дизелей входят массовая доля серы и температура вспышки (например, дизельное топливо Л-0,5—40), зимнего — количество серы и температура за-

ствания (например, 3-0,2—(-35). В условном обозначении арктического топлива указывают только массовую долю серы (например, А-0,2).

**Проба на медную пластинку** — это испытание, в котором определяют, содержатся ли в топливе активные сернистые соединения или свободная сера. Для этого медную пластинку выдерживают 3 ч в топливе при 50 °С. Если на пластинке появляются черные или темно-коричневые пятна, то такое топливо считают непригодным к употреблению.

**Температура вспышки** — это температура, до которой необходимо нагреть дизельное топливо в закрытом тигле, чтобы его пары образовывали с воздухом взрывчатую смесь, воспламеняющуюся при поднесении к ней открытого огня. Чем больше в топливе легких фракций, тем ниже температура его вспышки [28].

Температура вспышки для топлива марки Л должна быть выше 40 °С, марки З — выше 30 °С, марки А (арктическое) — выше 30 °С для дизелей общего назначения и соответственно: Л — выше 61 °С, З — выше 40 °С, А — выше 35 °С — для тепловозных и судовых двигателей и газовых турбин.

**Водорастворимые кислоты** (серная, соляная, азотная) и щелочи (едкое кали, едкий натр) определяются с помощью лакмусовых и фенолфталеиновых индикаторов. Топлива даже с ничтожными следами водорастворимых кислот и щелочей непригодны к употреблению.

**Кислотность топлива** зависит от содержанием в них кислотных соединений, например нафтеновых и асфальтогенных кислот, фенолов и т.п. Обычно в топливе их очень немного, но, несмотря на это, они представляют большую опасность для дизельных двигателей, поскольку увели-

чивают их износ. Кислотность топлива выражают в миллиграммах щелочи КОН, израсходованной на нейтрализацию кислотных соединений, содержащихся в 100 мл топлива.

**Зольность** характеризует загрязненность топлива. Для ее определения выпаривают 1 л топлива в колбе до получения 30 мл остатка. Остаток прокалывают в тигле при темно-красном калении до полного озоления. Полученную золу выражают в процентах к литру топлива.

**Коксуемость 10%-го остатка** определяют по остатку (коксу) от испарения 10%-го остатка топлива при его нагревании до высокой температуры в закрытом тигле без доступа воздуха.

**Механические примеси** в дизельных топливах определяются как процентное содержание по массе твердых частиц примеси путем фильтрования 100 г топлива через бумажный фильтр. Присутствие механических примесей в топливах опасно для двигателей внутреннего сгорания и особенно для быстроходных дизелей.

Склонность топлива к образованию высокотемпературных отложений нормируют рядом показателей, значения которых (ГОСТ 305—82) следующие: зольность — не более 0,01%; отсутствие механических примесей; коксуемость 10%, остаток топлива — не более 0,3%; йодное число — не более 6 г йода на 100 г топлива; количество фактических смол для летних сортов — до 40 мг/100 мл, зимних — до 30 мг/100 мл топлива.

**Температура помутнения** — это температура, при которой топливо теряет фазовую однородность. Для летних сортов топлива она должна быть не выше -5 °С (температура застывания — (-10) °С), для зимних — на 10 °С выше температуры застывания (-25 и -35 °С). Для обеспечения надежной работы дизельных двигателей необходимо, чтобы тем-



пература помутнения была на  $6-8^{\circ}\text{C}$ , а застывания — на  $10-15^{\circ}\text{C}$  ниже температуры окружающего воздуха.

**Вязкость топлива** определяет свойства его текучести. Динамической вязкостью, измеряемой в сантипуазах ( $1 \text{ сП} = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с} = 10^{-3} \text{ кг/м}\cdot\text{с}$ ), называется коэффициент пропорциональности касательного напряжения сдвига между слоями топлива перепаду скоростей движения этих слоев, рассчитанному на единицу расстояния между ними. Однако чаще используют кинематическую вязкость топлива, измеряемую в сантистоксах ( $1 \text{ сСт} = 10^{-2} \text{ Ст} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ) и определяемую отношением динамической вязкости к плотности топлива.

Характер изменения вязкости для всех нефтепродуктов одинаков (с повышением температуры вязкость уменьшается, а с понижением — возрастает, особенно интенсивно при отрицательной температуре), а абсолютное изменение зависит от химического состава. Наиболее заметно изменение температуры влияет на вязкость легких сортов. Изменение вязкости относительно нормируемых значений оказывает отрицательное влияние на работу двигателя. Чем выше значение вязкости при температуре  $20^{\circ}\text{C}$ , указанной в паспорте качества, тем сильнее изменения, происходящие при понижении температуры. Летние сорта загустевают уже при температуре минус  $5-10^{\circ}\text{C}$ , поэтому возрастает сопротивление движению топлива по трубопроводам, особенно высокого давления. При значительном повышении вязкости нарушается нормальная работа топливopодpающей аппаратуры, иногда подача прекращается. Зимние сорта сохраняют подвижность до более низкой температуры (минус  $25-35^{\circ}\text{C}$ ).

**Плотность дизельного топлива** для марок Л и З при температуре  $20^{\circ}\text{C}$  находится в пределах 860 и  $840 \text{ кг/м}^3$ , соответственно.

Характеристики вырабатываемых отечественной промышленности дизельных топлив приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Свойства дизельных топлив

Наименование показателей	Л	З	А
Цетановое число, не менее	45	45	45
Фракционный состав — 50 % перегоняются при температуре, $^{\circ}\text{C}$ , не выше	360	340	330
Кинематическая вязкость при $20^{\circ}\text{C}$ , сСт	$3,0 \pm 6,0$	$1,8 \pm 5,0$	$1,5 \pm 4,0$
Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$ , не выше, для климатической зоны: умеренной	- 10	- 35	- 55
холодной		- 45	
Температура помутнения, $^{\circ}\text{C}$ , не выше для климатической зоны: умеренной	- 5	- 25	
холодной		- 35	
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, $^{\circ}\text{C}$ , не ниже	40	35	30
Массовая доля серы, %, не более	0,5	0,5	0,4
Плотность при $20^{\circ}\text{C}$ , $\text{кг/м}^3$	860	840	830

#### 1.4. Физические свойства нефтепродуктов

По трубопроводам перекачивают более десяти видов и сортов светлых нефтепродуктов, основные из них — бензины, керосины, дизельные и печные топлива. Параметры режимов перекачки определяются главным образом плотностью и вязкостью нефтепродуктов, а также зависимостью этих характеристик от температуры и давления [10].

При изменении температуры плотность нефтепродуктов также изменяется: при повышении температуры она уменьшается, при понижении температуры — увеличивается.

Зависимость плотности  $\rho$  (кг/м<sup>3</sup>) нефтепродукта от температуры  $T$  (°C) определяется формулой

$$\rho(T) = \rho_{20} \cdot [1 + \xi \cdot (20 - T)], \quad (1.1)$$

в которой  $\rho_{20}$  — плотность нефтепродукта при температуре 20 °C,  $\xi$  (1/°C) — коэффициент объемного расширения. Значения коэффициента  $\xi$  представлены в таблице 1.3.

Т а б л и ц а 1.3

Значения коэффициента объемного расширения

Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\xi$ , 1/°C
700-719	0,001225
720-739	0,001183
740-759	0,001118
760-779	0,001054
780-799	0,000995
800-819	0,000937
820-839	0,000882
840-859	0,000831
860-880	0,000782

**Пример 1.** Плотность бензина  $\rho_{20}$  при температуре 20 °C равна 745 кг/м<sup>3</sup>. Какова плотность этого же бензина при температуре 10 °C?

**Решение.** Используя формулу (1.1) и таблицу (1.3), получаем:

$$\rho_{10} = 745 \cdot [1 + 0,001118 \cdot (20 - 10)] \approx 753,3 \text{ кг/м}^3.$$

**Пример 2.** Плотность  $\rho_7$  дизельного топлива при температуре 7 °C равна 850 кг/м<sup>3</sup>. Какова плотность  $\rho_{15}$  того же дизельного топлива при температуре 15 °C?

**Решение.** Полагая сначала, что плотность  $\rho_{15}$  дизельного топлива при температуре 15 °C попадает в тот же диапазон плотностей, что и  $\rho_7$ , получаем:

$$\rho_{15} = 850 \cdot [1 + 0,000831 \cdot (20 - 15) - 0,000831 \cdot (20 - 7)] = 844,35 \text{ кг/м}^3.$$

Поскольку плотность 844,35 кг/м<sup>3</sup> действительно попадает в диапазон плотностей, в котором коэффициент  $\xi$  равен 0,000831, то это означает, что его значение выбрано правильно и 844,35 есть искомая плотность дизельного топлива при температуре 15 °C. В противном случае следовало бы расчет произвести заново, с коэффициентом  $\xi$ , соответствующим рассчитанному значению плотности  $\rho_{15}$ .

Несмотря на то что нефтепродукты являются практически несжимаемыми жидкостями, изменение их плотности при изменении давления все же происходит. При увеличении давления плотность нефтепродукта возрастает, а при уменьшении давления — убывает. Изменения плотности малы по сравнению с ее номинальным значением. Соответствующие поправки необходимо учитывать при осуществлении приемо-сдаточных операций и при инвентаризациях.

Зависимость плотности  $\rho$  (кг/м<sup>3</sup>) нефтепродукта от давления представляется формулой

$$\rho(p) = \rho_0 \cdot [1 + \beta \cdot (p - p_0)], \quad (1.2)$$

в которой  $\rho_0$  — плотность нефтепродукта при стандартных условиях (атмосферном давлении  $p_0$  и температуре +20 °C),  $\beta$  (1/Па) — коэффициент сжимаемости нефтепродукта.



Для вычисления поправок к плотности на давление используют также модуль упругости  $K$  (Па) нефтепродукта, который равен  $1/\beta$ . Тогда формула (1.2) записывается иначе:

$$\rho(p) = \rho_0 \cdot \left[ 1 + \frac{p - p_0}{K} \right]. \quad (1.3)$$

Средние значения модуля  $K$  упругости нефтепродуктов:  $K \approx 10^9$  Па для бензинов;  $K \approx 1,4 \cdot 10^9$  Па для керосинов;  $K \approx 1,5 \cdot 10^9$  Па для дизельных топлив.

**Пример 1.** Плотность  $\rho_1$  дизельного топлива при давлении 0,1 МПа равна  $840 \text{ кг/м}^3$ . Какова его плотность  $\rho_2$  при давлении 6,0 МПа и той же самой температуре?

**Решение.** Используя формулу 2.2, получаем:

$$\rho_2 = 840 \cdot \left[ 1 + 6 \cdot 10^6 / (1,5 \cdot 10^9) \right] \approx 843,4 \text{ кг/м}^3.$$

**Пример 2.** Давление  $p_n$  в начале 140-км участка нефтепродуктопровода ( $D=530 \text{ мм}$ ,  $\delta=8 \text{ мм}$ ) составляет 6,2 МПа, а  $p_k$  в его конце — 0,2 МПа. Определить, как велика погрешность вычисления массы дизельного топлива ( $\rho_0=840 \text{ кг/м}^3$ ) в трубопроводе, если не учитывать поправку на давление (среднее давление на участке принять равным 3,1 МПа; трубу считать недеформированной).

**Решение.** Если не учитывать поправку на давление, то масса дизельного топлива на рассматриваемом участке нефтепродуктопровода

$$M_0 = 3,14 \cdot 0,514^2 / 4 \cdot 140000 \cdot 840 \approx 24389518 \text{ кг}.$$

С учетом поправки на давление плотность  $\rho$  дизельного топлива будет больше:

$$\rho = 840 \cdot \left[ 1 + (3,1 - 0,1) \cdot 10^6 / (1,5 \cdot 10^9) \right] = 841,6 \text{ кг/м}^3.$$

Поэтому на самом деле масса дизельного топлива в трубе

$$M_1 = 3,14 \cdot 0,514^2 / 4 \cdot 140000 \cdot 841,6 \approx 24435974 \text{ кг},$$

что на 46,5 т больше, чем без учета поправки на давление.

**Примечание.** На самом деле разность будет еще больше, если учесть поправку на расширяемость трубы.

В тех случаях, когда одновременно отклоняются от номинальных значений и температура, и давление, плотность  $\rho(p, T)$  нефтепродукта при давлении  $p$  и температуре  $T$  можно рассчитывать по формуле

$$\rho(p, T) = \rho_0 \cdot \left[ 1 + \xi \cdot (20 - T) + (p - p_0) / K \right]. \quad (1.4)$$

**Пример.** Рассчитать плотность бензина при давлении 3,1 МПа и температуре  $+10^\circ \text{C}$ , если номинальное значение его плотности равно  $748 \text{ кг/м}^3$ .

**Решение.** Воспользовавшись формулой (1.4), получаем:

$$\rho = 748 \cdot \left[ 1 + 0,001118 \cdot (20 - 10) + (3,1 - 0,1) \cdot 10^6 / 10^9 \right] = 758,6 \text{ кг/м}^3.$$

Объем внутренней полости трубопровода так же, как и плотность нефтепродукта, изменяется, хотя и незначительно, при изменении температуры и давления.

Для учета объемного расширения трубопровода при отклонении температуры от номинальной можно использовать формулу

$$V(T) = V_0 \cdot [1 - \alpha \cdot (T_0 - T)], \quad (1.5)$$

в которой  $\alpha$  ( $1/^\circ\text{C}$ ) — коэффициент объемного расширения металла, из которого сделан трубопровод (для стали  $\alpha \approx 3,3 \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$ ).

**Пример.** Как изменится объем внутренней полости участка стального нефтепродуктопровода ( $D=530$  мм,  $\delta=8$  мм,  $L=120$  км) при его равномерном охлаждении на  $5^\circ\text{C}$ ?

**Решение.** Используем формулу (1.5):

$$\begin{aligned} V(T) - V_0 &= -V_0 \cdot \alpha \cdot (T_0 - T) = \\ &= -(3,14 \cdot 0,514^2 / 4) \cdot 120000 \cdot 3,3 \cdot 10^{-5} \cdot 5 = -4,11 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

В гораздо большей степени объем внутренней полости трубопровода меняется от разности внутреннего и внешнего давлений. Наиболее простую формулу предложил Н. Е. Жуковский в своей знаменитой работе «О гидравлическом ударе в водопроводных трубах» (1898). Рис. 2 дает представление о ее выводе.

Уравнение равновесия верхней половины трубы (обечайки), выделенной на рис. 2 утолщенной линией, под действием разности давлений  $(p - p_0)$  и окружающих напряжений  $\sigma$ , возникающих в металле трубы, имеет вид

$$(p - p_0) \cdot d = \sigma \cdot 2\delta, \quad (*)$$

где  $\delta$  — толщина стенки.

С другой стороны, закон упругости Гука, примененный к деформированному срединному волокну (на рис. 2 оно обозначено пунктирной линией), дает соотношение

$$\sigma = E \cdot \frac{\pi \cdot (d - d_0)}{\pi \cdot d_0}. \quad (**)$$

Здесь  $E$  — модуль Юнга материала трубы (для стали  $E \approx 2 \cdot 10^{11}$  Па).

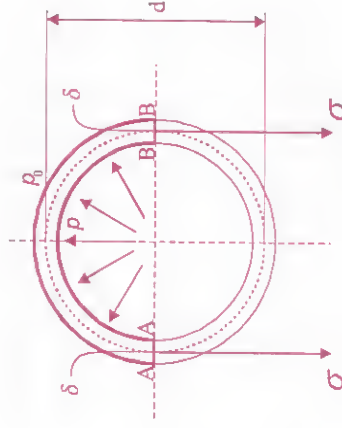


Рис. 2. К выводу формулы для приращения площади поперечного сечения нефтепродуктопровода

Подставив  $\sigma$  из (\*\*) в (\*) и заменив  $d$  в коэффициентах на  $d_0$  в силу малости толщины стенки по сравнению с диаметром трубы, получим формулу для приращения  $\Delta d = d - d_0$  диаметра трубы в зависимости от разности  $(p - p_0)$  внутреннего и внешнего давлений

$$\Delta d = \frac{d_0^2}{2E\delta} \cdot (p - p_0). \quad (1.6)$$

Здесь  $d_0$  можно считать внутренним диаметром трубы.



Из (1.6) следуют две другие полезные формулы: одна — для приращения  $\Delta S$  площади поперечного сечения трубы, другая — для приращения  $\Delta V$  объема участка трубопровода с длиной  $L$ :

$$\Delta S = \frac{\pi \cdot d_0^3}{4E\delta} \cdot (p - p_0);$$

$$\Delta V = \frac{\pi \cdot d_0^3 \cdot L}{4E\delta} \cdot (p - p_0). \quad (1.7)$$

**Пример.** Рассчитать увеличение объема участка стального трубопровода ( $D=530$  мм,  $\delta=8$  мм,  $L=50$  км) после того, как в нем подняли давление на 5,0 МПа.

**Решение.** Воспользовавшись второй формулой (1.7), получаем:

$$\Delta V = \frac{3,14 \cdot 0,514^3 \cdot 50000}{4 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,008} \cdot 5 \cdot 10^6 \approx 16,66 \text{ м}^3.$$

**Упражнение.** Рассчитать увеличение площади поперечного сечения нефтепродуктопровода  $D=530$  мм,  $\delta=8$  мм) при превышении внутреннего давления над внешним в 6,0 МПа.

**Ответ.** 4 см<sup>2</sup>.

Вязкости всех нефтепродуктов зависят от температуры. При повышении температуры вязкости нефтепродуктов уменьшаются, при понижении температуры — повышаются.

Для расчета зависимости кинематической вязкости  $\nu(T)$  нефтепродукта от изменения температуры  $T$  можно использовать формулу Рейнольдса-Филонова

$$\nu(T) = \nu_0 \cdot e^{-\kappa(T-T_0)}, \quad (1.8)$$

в которой  $\nu_0$  (сСт, 1сСт =  $10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с) — кинематическая вязкость при температуре  $T_0$ , а  $\kappa$  (1/°С) — опытный коэффициент. Формула (1.8) отражает тот факт, что с изменением температуры нефтепродукта его вязкость изменяется экспоненциально.

Для того чтобы воспользоваться формулой (1.8), необходимо знать либо коэффициент  $\kappa$ , либо вязкость  $\nu_1$  нефтепродукта еще при одной температуре  $T_1$ . Тогда этот коэффициент находится по формуле

$$\kappa = \frac{\ln(\nu_0/\nu_1)}{(T_1 - T_0)}. \quad (1.9)$$

**Пример.** Кинематическая вязкость летнего дизельного топлива при температуре +20 °С равна 5 сСт, а при температуре 0 °С она увеличивается до 8 сСт. Какова вязкость будет у этого дизельного топлива при температуре +10 °С?

**Решение.** По формуле (1.9) рассчитываем коэффициент  $\kappa$ :

$$\kappa = \frac{\ln(5/8)}{(0 - 20)} \approx 0,0235.$$

По формуле (1.8) рассчитываем искомую вязкость:

$$\nu = 5 \cdot e^{-0,0235 \cdot (10 - 20)} \approx 5 \cdot 1,2649 \approx 6,3 \text{ сСт}.$$

**Упражнение.** Кинематическая вязкость бензина при температуре 8 °С равна 0,7 сСт, а при температуре 20 °С она снизилась до 0,5 сСт. Какова вязкость бензина при 12 °С?

**Ответ.** 0,63 сСт.

## Глава 2

ТЕХНОЛОГИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО  
ТРАНСПОРТА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ2.1. Сущность последовательной перекачки  
нефтепродуктов методом прямого контактирования

В настоящее время в нашей стране и за рубежом светлые нефтепродукты, а их выпускается десятки наименований, перекачивают методом, получившим название *«последовательная перекачка прямым контактированием»*. В результате переработки нефти с установок заводов одновременно выходит множество видов нефтепродуктов, из которых значительную часть составляют светлые нефтепродукты и прежде всего моторные топлива. В результате последующего компаундирования (смешивания двух или нескольких продуктов переработки нефти для изготовления топлив заданных качеств) получают различные сорта нефтепродуктов, готовых к доставке потребителю. Понятно, что сооружение отдельного трубопровода для каждого из выпускаемых нефтепродуктов было бы нерентабельно, поэтому большинство из них транспортируют по одному и тому же трубопроводу, закачивая последовательно, один за другим.

Сущность последовательной перекачки прямым контактированием состоит в том, что разнородные нефтепродукты, объединенные в отдельные партии по нескольку тысяч или десятков тысяч тонн каждая, закачи-

вают в трубопровод последовательно, одна за другой, и транспортируют так до самого потребителя. При этом каждая партия вытесняет предыдущую и в свою очередь вытесняется последующей. Получается так, что нефтепродуктопровод по всей своей протяженности заполнен партиями различных нефтепродуктов, вытянутых в цепочку и контактирующих друг с другом в местах, где кончается одна партия и начинается другая.

Таким образом, главное в последовательной перекачке нефтепродуктов — это то, что различные виды и сорта нефтепродуктов перекачивают не по разным, а по одной и той же трубе.

На головном пункте трубопровода нефтепродукты закачивают из отдельных резервуаров, транспортируют партиями, по дороге, если есть необходимость, отгружают путевым потребителям, подключенным к основной магистрали с помощью отводов, а на конечных пунктах принимают в отдельные резервуары. На рис. 3 приведена принципиальная схема трубопроводной системы для последовательной перекачки нефтепродуктов. На этом рисунке видны последовательно движущиеся в магистральном нефтепродуктопроводе (МНПП) партии нефтепродуктов (нп.) — № 1, № 2, № 3, № 4, № 5 и т.д., вытесняющие предыдущие партии и в свою очередь вытесняемые последующими. На рисунке схематично изображены также резервуарные парки (РП) головной перекачивающей станции (ГПС), резервуарные парки промежуточных перекачивающих станций (ППС) и резервуарный парк конечного пункта (КП), на котором происходит прием нефтепродуктов, перевалка на другие виды транспорта или отгрузка потребителям.



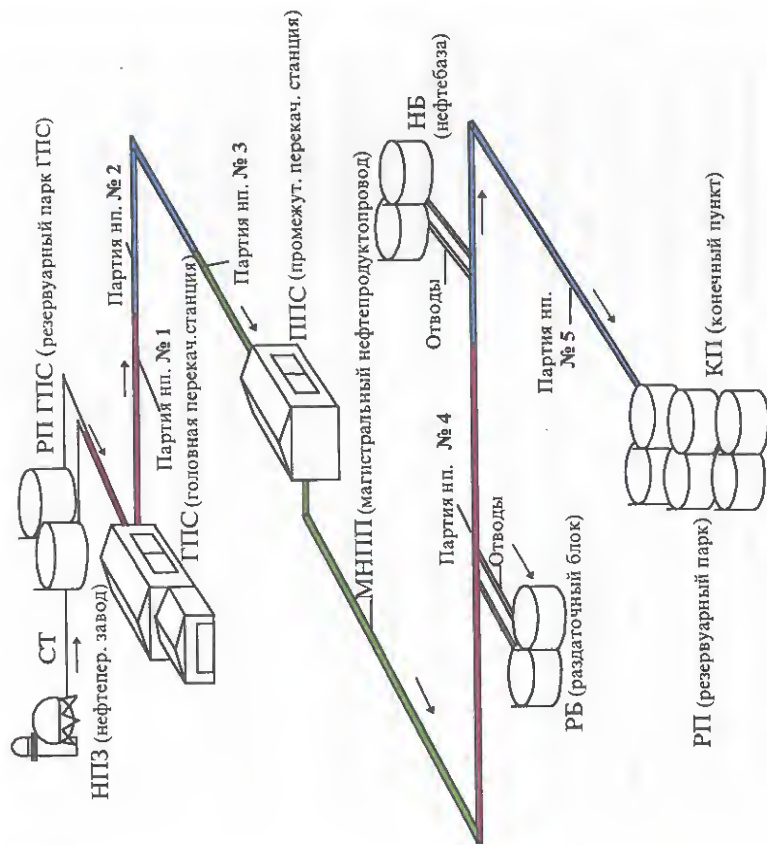


Рис. 3. Принципиальная схема трубопроводной системы для последовательной перекачки нефтепродуктов

## 2.2. Основные объекты и узлы системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов

В систему трубопроводного транспорта нефтепродуктов входят следующие основные объекты (см. рис. 3): **соединительные трубопроводы (СТ)**, соединяющие нефтеперерабатывающий завод с головной перекачивающей станцией;

**головная перекачивающая станция**, предназначенная для последовательной заправки нефтепродуктов в трубопровод и создания необходимого напора в начале первого участка. Как правило, головная перекачивающая станция имеет резервуарный парк для накапливания необходимых для перекачки объемов нефтепродуктов, их количественного учета и для компенсации неравномерности поступления и отгрузки нефтепродуктов;

**линейная часть (ЛЧ)** магистрального нефтепродуктопровода с линейными сооружениями, обеспечивающими ее функционирование;

**промежуточные перекачивающие станции**, находящиеся на границе соседних участков и предназначенные для создания дополнительного напора, обеспечивающего дальнейшую транспортировку нефтепродуктов;

**отводы и ответвления** к промежуточным потребителям — подключенным к трубопроводу нефтебазам;

**конечный пункт** нефтепродуктопровода, на котором нефтепродукты принимают из трубопровода в отдельные резервуары и далее либо отгружают потребителям (автомобильным, водным или железнодорожным транспортом), либо переваливают на другую трубопроводную систему [2].

### 2.2.1. Головная и промежуточные перекачивающие станции

Перекачивающие станции нефтепродуктопровода — это сложные инженерные сооружения, необходимые для того, чтобы создать в трубопроводе требуемую для движения нефтепродуктов разность напоров. Расстояния между соседними перекачивающими станциями, как п

вило, составляют 100—150 км, хотя в отдельных случаях они могут быть значительно больше. Число перекачивающих станций, как и диаметр (или диаметры) трубопровода определяется в рамках общей технико-экономической оптимизации, в которой различные варианты, обеспечивающие транспортировку нефтепродуктов заданной номенклатуры и в заданном количестве, сопоставляются между собой по экономическим критериям.

Головная перекачивающая станция нефтепродуктопровода располагается, как правило, вблизи нефтеперерабатывающего завода или другого крупного источника нефтепродуктов (например, вблизи порта, куда нефтепродукты доставляются водным путем).

ГПС включает в себя резервуарный парк для накопления нефтепродуктов; насосную, в которой устанавливаются подпорные и мощные магистральные насосы; технологические трубопроводы с площадками фильтров и узлами переключения, понизительную электростанцию; камеры пуска скребков очистки трубопровода, комплекс сооружений по водоподготовке и водоснабжению; очистные сооружения; узел связи, пожарное депо, мастерские контрольно-измерительных приборов (КИП), котельную, административный блок и объекты вспомогательных служб и т.п. Подробное устройство, характеристики оборудования ГПС и требования, которым должны удовлетворять ГПС нефтепродуктопроводов, приведены в монографиях. Подробную характеристику видов и типов насосов, используемых для транспортировки нефтепродуктов по трубопроводам, а также схемы обвязки ГПС можно найти в уже не раз упомянутой фундаментальной монографии [2].

**Промежуточные перекачивающие станции** располагаются по трассе нефтепродуктопровода с определенным

шагом, определяемым как гидравлическими, так и другими условиями. В зависимости от выполняемых технологических операций ППС могут быть наливными или просто перекачивающими.

На наливных ППС нефтепродукты не только перекачивают, но и осуществляют частичный отпуск потребителям или перевалку на другие виды транспорта, поэтому такие ППС имеют резервуарный парк, обеспечивающий выполнение указанных функций. Перекачка нефтепродуктов наливными ППС осуществляется через подключенные резервуары (на рис. 3 не показаны), когда нефтепродукт из трубопровода предыдущего участка подается сначала в резервуары ППС, а затем откачивается в следующий участок. В таких случаях соседние участки нефтепродуктопровода оказываются гидравлически не связанными друг с другом. Однако перекачка нефтепродуктов может осуществляться также по схеме «из насоса в насос», когда трубопровод предыдущего участка подает нефтепродукт непосредственно на линию всасывания ППС. В этом случае соседние участки гидравлически связаны друг с другом.

Промежуточные перекачивающие станции имеют в своем составе те же объекты, что и ГПС, но вместимость их резервуарных парков, как правило, значительно ниже, чем на ГПС. Схемы обвязки промежуточных перекачивающих станций и характеристику используемого оборудования можно найти в монографии [2]. Кроме того иногда применяются схемы перекачки «из насоса в насос» с подключенным резервуаром на ППС (когда расходы по участкам разные) или с частичным сбросом НП в резервуары ППС.



### 2.2.2. Конечный пункт нефтепродуктопровода

Конечные пункты нефтепродуктопроводов предназначены прежде всего для приемки нефтепродуктов из трубопровода, поэтому они имеют крупные резервуарные парки, причем для каждого сорта нефтепродуктов имеется как минимум по два резервуара (см. рис. 3).

Вторым назначением КП является отгрузка нефтепродуктов потребителям или перевалка на другие виды транспорта. Поскольку во многом процесс распределения нефтепродуктов имеет вероятностный характер, то резервуары КП имеют большую вместимость, чтобы компенсировать неравномерность работы самого трубопровода и отгрузки нефтепродуктов.

Третьим назначением КП является раскладка смеси транспортируемых нефтепродуктов, образующейся при их последовательной перекачке. Для этой цели на КП имеются так называемые смесевые резервуары, в которые принимают части смесей для последующей раскладки по исходным нефтепродуктам.

К основным объектам КП относятся также пункты налива автомобильных цистерн и железнодорожные наливные эстакады с комплексом необходимого оборудования, автоматики и т.п. [2, 3, 31].

### 2.2.3. Резервуары нефтепродуктопроводов

Резервуарные парки нефтепродуктопроводов формируются, главным образом, из вертикальных и горизонтальных стальных резервуаров.

Наиболее распространены вертикальные стальные резервуары (РВС) со стационарной крышей. Изготавли-

ются они из стальных листов размерами 1,5 на 6 м. Диаметры оснований составляют 40 м, высоты — до 20 м. Объемы таких резервуаров колеблются от 100 до 50 тыс. м<sup>3</sup>, толщина стенки — от 4 до 25 мм, максимальное избыточное давление над зеркалом нефтепродукта в них может быть не более 0,02 атм, а вакуум — не более 0,002 атм. Днище резервуаров покоится на песчаной подушке, щитовая кровля опирается на фермы, а у резервуаров большой вместимости — на центральную стойку.

Используют также вертикальные стальные резервуары с понтонами (РВСП). По конструкции эти резервуары аналогичны резервуарам РВС, так как имеют стационарную крышу. Отличие состоит в том, что поверхность нефтепродукта не открытая, а на ней плавает понтон, металлический или синтетический, призванный уменьшить испарение нефтепродуктов. Этот понтон перемещается по направляющим трубам и имеет систему петельных или иных уплотнений.

В резервуарных парках ГПС и ППС применяют также вертикальные стальные резервуары с плавающей крышей (РВСПК), отличающиеся от РВС тем, что они не имеют стационарной крыши. Роль крыши исполняет пустотелый цилиндрический короб, плавающий поверх нефтепродукта, опускающийся вместе с ним вниз при опорожнении резервуара и поднимающийся вверх при заполнении резервуара нефтепродуктом.

Горизонтальные стальные резервуары (РГС) небольшого объема (до 100 м<sup>3</sup>) используют, как правило, для сбора утечек нефтепродуктов, однако существуют и большие емкости (до 10 тыс м<sup>3</sup>) для специального и, в частности, подземного хранения нефтепродуктов.

Существуют также другие типы резервуаров, в том числе железобетонные (ЖБР), описание которых можно найти в специальной литературе [2].

Резервуары для нефтепродуктов оборудуют дыхательными клапанами, протекторной защитой, системами пожаротушения, люками-лазами для обслуживания и ремонта, уровнемерами, приборами контроля и сигнализации и т.п. [2, 31].

#### 2.2.4. Линейная часть нефтепродуктопроводов

Главным элементом линейной части нефтепродуктопроводной системы является сам трубопровод. Диаметры и толщины стенок нефтепродуктопроводов даны в табл. 2.1 [2].

Для линейной части нефтепродуктопроводов используют сварные (прямошовные и спиралешовные) и бесшовные горячекатаные и термообработанные стальные трубы диаметром от 219 до 426 мм, а также электросварные

Т а б л и ц а 2.1

Диаметр труб, мм		Толщина стенки, мм							
наружный	условный, $D_y$								
219	200	4	5	6	7				
273	250	4	5	6	7	8			
325	300	4	5	6	7	8	9		
377	350	4	5	6	7	8	9		
426	400	4	5	6	7	8	9	10	
529	500		5	6	7	8	9	10	

(с продольным или спиральным швом) трубы диаметром 529 мм из высокопрочных низколегированных и углеродистых сталей, способные выдерживать давление до 65 атм.

Помимо трубопровода и отводов от него, линейная часть нефтепродуктопроводов включает подводные переходы через естественные и искусственные преграды (реки, ручьи, овраги, железные и автомобильные дороги), запорные устройства, установки электрохимической защиты трубопровода от коррозии, системы технологической связи, сооружения линейной и диспетчерской служб, вольтрассовые дороги и т.п. Подробное описание отдельных элементов линейной части магистральных нефтепродуктопроводов, а также характеристики отдельных ее элементов можно найти в монографии [2].

#### 2.3. Реализация технологии последовательной перекачки нефтепродуктов

Последовательная перекачка нефтепродуктов осуществляется так называемыми *циклами*. Каждый цикл состоит из нескольких партий нефтепродуктов, выстроенных в определенной последовательности. При этом порядок следования выбирается таким, чтобы каждый нефтепродукт контактировал с двумя другими, наиболее близкими к нему по своим свойствам. Например, при последовательной перекачке бензинов и дизельных топлив в одну группу партий объединяют различные сорта бензинов, в другую — различные сорта дизельных топлив, причем внутри каждой группы также соблюдают строго определенную последовательность нефтепродуктов. Это делается для того, чтобы как можно больше снизить вероятность ухудшения качества транспортируемых топлив за счет их смешивания друг с другом.



Так, например, во многих случаях используется такая последовательность заправки нефтепродуктов в трубопровод [1, 3, 13, 35, 36]:

дизельное топливо летнее Л-40 с температурой вспышки 40 °С;

дизельное топливо летнее Л-62 с температурой вспышки 62 °С;

дизельное топливо экспортное ДТэ;

дизельное топливо летнее Л-62 с температурой вспышки 61 °С;

дизельное топливо летнее Л-40 с температурой вспышки 40 °С;

дизельное топливо зимнее З;

топливо для реактивных двигателей ТС;

дизельное топливо зимнее З;

дизельное топливо летнее Л-40 с температурой вспышки 40 °С;

керосин или топливо печное бытовое К;

дизельное топливо летнее Л-40 с температурой вспышки 40 °С;

бензин автомобильный А-76;

бензин автомобильный А-80;

бензин автомобильный Аи-92;

бензин автомобильный А-80;

бензин автомобильный А-76 и т.д. (рис. 4).

Последовательная перекачка нефтепродуктов прямым контактированием осуществляется следующим образом.

Из резервуаров ГПС в трубопровод закачивают нефтепродукт № 2 (например, дизельное топливо Л-40),



Рис. 4. Партии нефтепродуктов и их последовательность в цикле

партия которого вытесняет находящуюся перед ним партию нефтепродукта № 3 (например, Л-62), а та в свою очередь — нефтепродукта № 4 (например, ДТэ) и т.д. (см. рис. 3—4). Эта загрузка продолжается от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от ресурса нефтепродуктов или договоров на их поставку. При этом резервуары с нефтепродуктом № 1 постепенно опорожняются, в то время как резервуары, предназначенные для других нефтепродуктов, наполняются за счет подкачки топлива с нефтеперерабатывающего завода (НПЗ).

По мере опустошения резервуаров с нефтепродуктом № 2 готовятся к переходу на перекачку следующего нефтепродукта № 1 по установленному графику (см. рис. 4). Смена нефтепродукта на ГПС происходит в безостановочном режиме. Для этого на распределительном manifold резервуарного парка ГПС закрывают задвижки линии, подводящей в трубопровод нефтепродукт № 2, и одновременно с этим открывают задвижки линии, ведущей от резервуаров с нефтепродуктом № 1 к насосам ГПС и трубопроводу. После этого начинается загрузка в трубопровод партии нефтепродукта № 1. При этом резервуары, предназначенные для нефтепродукта № 1, начинают постепенно опорожняться, в то время как резервуары с другими нефтепродуктами (в т. ч. и с нефтепродуктом № 2, перекачка которого была завершена) заполняются

топливом, поступающим с НПЗ. Продолжительность за-  
качки нефтепродукта № 1 также продолжается несколько  
часов (или десятков часов).

Постепенно все виды и сорта нефтепродуктов после-  
довательно закачаны в трубопровод. Последним из них  
был, например, автомобильный бензин А-76. От начала  
процесса, за который условно был взят момент заправки  
нефтепродукта № 2 (Л-40), прошло несколько дней или  
недель. К этому времени резервуары с нефтепродуктом  
№ 2 наполнились за счет поставок с завода и можно вновь  
закачивать его в трубопровод, что знаменует начало  
нового цикла последовательной перекачки (см. рис. 4).

### Глава 3

## ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

### 3.1. Смесеобразование в зоне контактирования последовательно движущихся партий нефтепродуктов

Как уже говорилось, последовательная перекачка неф-  
тепродуктов позволяет организовать доставку многих  
сортов топлива, используя для этой цели только один  
трубопровод, причем в условиях его достаточно полной  
загрузки. Однако при всех достоинствах эта технология  
имеет характерный недостаток, состоящий в смесеобра-  
зовании отдельных нефтепродуктов при их взаимном  
вытеснении в трубопроводе.

Последовательная перекачка прямым контактирова-  
нием получила свое название из-за того, что вытесняе-  
мый и вытесняющий нефтепродукты непосредственно  
контактируют друг с другом без какого бы то ни было  
разделения. Поэтому сразу же возникает опасение, что  
транспортируемые нефтепродукты перемешаются друг  
с другом. Опасение это обоснованно — при вытеснении  
одного нефтепродукта другим в местах контакта после-  
довательно движущихся нефтепродуктов образуется  
смесь, причем ее количество по мере продвижения неф-  
тепродуктов вперед от начала трубопровода к его кон-  
цу постоянно возрастает. Смесеобразование в зонах  
контакта последовательно движущихся нефтепродуктов



является основным и главным недостатком этой технологии.

Если смесеобразование так называемых одноименных нефтепродуктов, например различных сортов бензина или различных сортов дизельного топлива, представляет сравнительно небольшую угрозу качеству нефтепродуктов, ибо нефтепродукты, относящиеся к одной группе топлив, в большей степени совместимы друг с другом, чем нефтепродукты, относящиеся к различным группам, то смесеобразование разноименных нефтепродуктов, например бензинов и дизельных топлив, бензинов и керосинов и т.д., представляет весьма серьезную угрозу их качеству, поскольку в ряде случаев даже малая примесь одного нефтепродукта в другом делает его непригодным к использованию. Так, например, смесь бензина и дизельного топлива не может быть использована ни в карбюраторных, ни в дизельных двигателях, то же можно сказать и о смеси бензина и керосина, дизельного топлива и керосина и т.д.

Конечно, можно спросить, почему бы для разделения разнородных нефтепродуктов не использовать какие-нибудь механические разделители — поршни, твердые или эластичные шары, жидкие или полужидкие разделительные пробки и т.п., которые наподобие подвижных перегородок, двигаясь вместе с потоком нефтепродукта в трубе, разделяли бы перекачиваемые нефтепродукты. Оказывается, однако, что эта достаточно простая идея наталкивается на существенные технические трудности, которые до сих пор не удалось преодолеть. Об этом будет сказано ниже.

Последовательная перекачка нефтепродуктов прямым контактированием получила повсеместное и широкое распространение благодаря тому, что количество смеси,

образующейся в зонах контакта последовательно движущихся партий, относительно невелико, так что при наличии больших партий транспортируемых топлив вся смесь может быть разложена по исходным нефтепродуктам с сохранением качества последних. Однако интенсивность смесеобразования и объем образующейся смеси зависят от режима транспортирования нефтепродуктов, от соблюдения технологического регламента перекачек, от знания физических причин, приводящих к смесеобразованию, а также от понимания основных закономерностей этого процесса.

### 3.2. Физические причины смесеобразования

Какие же причины и физические процессы, происходящие при последовательном вытеснении одного нефтепродукта другим, приводят к образованию и медленно, но постоянному возрастанию количества смеси?

Смесь, которая образуется в зоне контакта перекачиваемых нефтепродуктов при вытеснении одного из них другим, обусловлена объективными физическими процессами, присущими движению жидкости в трубопроводе.

Если бы контактирующие нефтепродукты вытесняли друг друга наподобие жестких стержней с плоской границей раздела между ними, то их смешение в зоне контактирования, разумеется, отсутствовало бы. Молекулярная диффузия одного нефтепродукта в другой, конечно, не в счет — она слишком мала, чтобы быть заметной. Дело в том, что нефтепродукты не есть твердые тела и вытеснение одного из них другим происходит неравномерно по сечению трубы. Скорости частиц жидкости в различных точках сечения трубопровода неодинако-



вы (рис. 5). У стенок трубопровода они равны нулю, а на его оси достигают максимального значения. Поэтому вытеснение одного нефтепродукта другим происходит более интенсивно в центре трубы, в то время как у стенок трубопровода оно замедленно. Каждое мгновение клин позади идущего нефтепродукта как бы внедряется в жидкость, идущую вперед, причем тем интенсивней, чем более вытянут вдоль оси профиль  $\hat{u}(r)$  осредненных скоростей. Происходит, как говорят, конвекция (или **конвективная диффузия**) примеси одного нефтепродукта в другом вместе с перемещающимися друг относительно друга слоями жидкости.

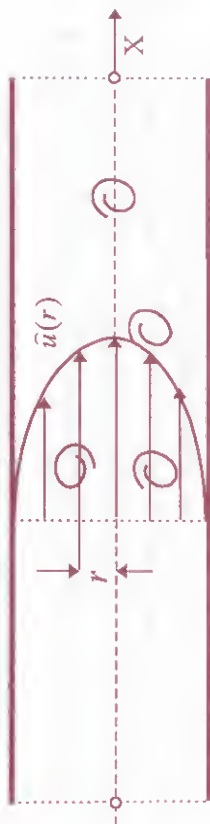


Рис. 5. Схема, иллюстрирующая процессы образования смеси в зоне контактирования нефтепродуктов

Однако неравномерность распределения в сечении трубопровода осредненных скоростей жидкости не является единственной причиной, ответственной за смешение разованных нефтепродуктов в зоне их контактирования. Другим не менее важным фактором смешения является так называемая **турбулентная диффузия**.

Как правило, светлые нефтепродукты перекачивают в турбулентном режиме, при котором частицы жидкости движутся в трубе не параллельно его стенкам, а совершают хаотические турбулентные движения напоподобие того, как это можно видеть в дымовых струях,рываю-

щихся из труб ТЭЦ. В турбулентных потоках существует интенсивное перемешивание различных частиц по сечению трубы за счет пульсаций скорости и указанных хаотических движений отдельных частиц. Поэтому турбулентная диффузия, а именно так называют этот процесс, перемешивает клин вытесняющей и остатки вытесняемой жидкостей по сечению трубопровода, обеспечивая их более или менее однородное распределение в каждом сечении.

Тем не менее важно отметить, что концентрация каждого нефтепродукта в сечении трубопровода, хотя и близка к постоянному значению, но все же не равна ему — для вытесняющего нефтепродукта она всегда больше на оси трубы, чем у ее стенок, а для вытесняемого — она всегда меньше на оси трубы, чем у ее стенок. Благодаря этому в сечениях трубопровода происходит массообмен, обеспечивающий постоянный рост объема смеси.

На рис. 6 представлены кривые распределения концентрации (с) вытесняющей жидкости в зависимости от безразмерного расстояния  $r/R_0$  до оси трубы ( $R_0$  — радиус трубы), полученные проф. В. А. Юфимовым в экспериментах с двумя взаиморастворимыми жидкостями (NaOH и  $H_2O$ ), подтверждающие указанное выше положение [13].

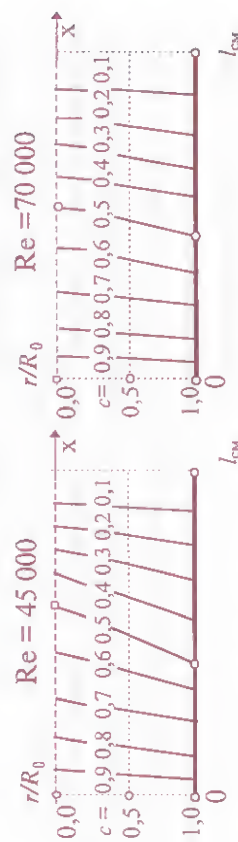


Рис. 6. Распределение концентрации (с) по поперечному сечению трубы



щения вытесняемого и происходит по следующему механизму: нефтепродукт внедряется в жидкость, а процессы турбулентности, развивающиеся при этом, способствуют тому, что концентрат постоянно переносится в область, занятую им. И наоборот, по той же причине перенос вытесняемого вещества происходит в другом направлении.

Они действуют друг на друга. Они действуют на протяжении всего процесса вытеснения, что приводит к образованию более однородной смеси.

#### Влияние интенсивности перемешивания на нефтепродукты

Из параграфа следует, что при перемешивании нефтепродуктов в трубах происходит неравномерное распределение по сечению. Профиль скорости по сечению трубы будет более плоским, чем при ламинарном течении.

Профиль скорости жидкости в трубах (равно-

мерный), чем более развита турбулентность, а значит, чем интенсивней ведется перекачка. Режим турбулентного течения жидкости в трубопроводе определяется, как известно, безразмерным числом Рейнольдса

$$Re = \frac{u_{cp} \cdot d}{\nu},$$

где  $u_{cp} = 4Q/\pi d^2$  — средняя скорость перекачки;  $Q$  — расход перекачки;  $d$  — внутренний диаметр трубопровода;  $\nu$  — кинематическая вязкость нефтепродукта. Поэтому, чем выше скорость перекачки, тем более развита турбулентность. Например, при скорости перекачки  $u_{cp} = 1,5$  м/с бензина ( $\nu = 0,6$  сСт) и дизельного топлива ( $\nu = 9$  сСт) в трубопроводе с внутренним диаметром  $d = 514$  мм числа Рейнольдса равны

$$Re_{\text{б}} = \frac{1,5 \cdot 0,514}{0,6 \cdot 10^{-6}} = 1285000, \quad Re_{\text{д}} = \frac{1,5 \cdot 0,514}{9 \cdot 10^{-6}} = 85667,$$

соответственно. Это означает, что оба топлива перекачиваются в развитом турбулентном режиме, причем бензин — в области квадратичного трения, а дизельное топливо — в области так называемого смешанного трения.

На рис. 7 представлены безразмерные (т.е. отнесенные к значению  $u_{\text{max}}$  — максимальной скорости жидкости на оси трубы) турбулентные профили скорости  $\hat{u}(r)/u_{\text{max}}$ . Нижняя кривая относится к  $Re = 23000$ , верхняя — к  $Re = 3200000$ , средние — к промежуточным значениям [12].

Таким образом, можно видеть, что турбулентные профили располагаются значительно выше или, как говорят, более заполнены, чем ламинарные (на рис. 7 — пунктир-

полноты возра-  
Иными словами, тур-  
е, чем ламинарные.  
атель, как отношение  
средней, в развитом  
ляется равенством  
ламинарном течении  
ше средней  $u_{cp}$ .



х скоростей жидкости  
max

рость перекачки, тем  
и, следовательно, вы-  
тум идет более пол-  
мешивание в сечении  
тах идет намного ин-  
способствует большему

выравниванию концентрации каждого нефтепродукта в сечении трубы и, значит, уменьшению смеси.

Таким образом, одним из главных факторов, определяющих интенсивность смесеобразования, является скорость, с которой ведется перекачка нефтепродуктов. В этом смысле турбулентный режим перекачки намного лучше ламинарного (где профиль скоростей необычайно вытянут вдоль оси, рис. 7).

Образно говоря, последовательная перекачка нефтепродуктов подобна переносу воды в дырявом сосуде: быстро двинешься — донесешь, медленно — рискуешь принести пустой сосуд. В данном случае при перекачке нефтепродуктов с низкими скоростями смеси образуется намного больше, чем при перекачке с высокими скоростями.

### 3.4. Распределение концентрации нефтепродуктов в смеси

Основным показателем того, что в зоне контактирования вытесняемого и вытесняющего нефтепродуктов образовалась смесь, является отличие свойств жидкости в пробах, взятых из трубопровода, от свойств каждого из перекачиваемых нефтепродуктов. Если речь идет о перекачке *разноплотностных* нефтепродуктов (например, бензина и дизельного топлива), то характерным показателем их смешения является отличие плотности  $\rho_c$  смеси от плотностей  $\rho_1$  и  $\rho_2$  каждого из контактирующих нефтепродуктов. Однако речь может идти и о других, более тонких, показателях нефтепродуктов, как, например, *октановое число* при последовательной перекачке двух бензинов или *содержание серы* при последовательной перекачке двух дизельных топлив и т.д. В зоне контакта транс-



и показатели плавно из-  
о другого при переходе  
продукта к партии вытес-  
менения называется об-  
то при смешении любых  
уков объем  $V_c$  их смеси  
е этих объемов, т.е. име-

$$(3.1)$$

заемые *объемные концен-*  
дукта в смеси:

$$(3.2)$$

$\leq 1$ , показывающие, ка-  
а смеси составляют пер-  
Для этого достаточно  
нцентрации соответству-

$$(3.3)$$

ма концентраций нефте-  
те:

$$(3.4)$$

о том, что для характе-  
ктов достаточно ввести  
пример концентрацию  $c$

вытесняющего нефтепродукта,  $c=c_2$ , поскольку концент-  
рация  $c_1$  вытесняемого нефтепродукта выражается как  
разность:  $c_1=1-c$ . Если концентрация нефтепродукта  
в смеси равна 0, то речь идет о первом нефтепродукте,  
если она равна 1, то — о втором нефтепродукте.

Концентрация нефтепродукта, выраженная в процен-  
тах, называется *процентным содержанием*  $\theta$ :

$$\theta = c \cdot 100\%.$$

Например, концентрации 0,2 соответствует процент-  
ное содержание 20%; концентрации 0,453 — процентное  
содержание 45,3% и т.д. Сумма процентных содержаний  
нефтепродуктов в смеси равна 100%.

Для разнотных нефтепродуктов концентрацию  
 $c$  можно выразить через плотность  $\rho_c$  смеси и плотности  
 $\rho_1$  и  $\rho_2$  каждого из контактирующих нефтепродуктов. По-  
скольку при их слиянии, помимо равенства (3.1), справед-  
лив закон сохранения массы нефтепродуктов

$$M_c = M_1 + M_2,$$

то имеют место следующие соотношения:

$$\rho_c \cdot V_c = \rho_1 \cdot V_1 + \rho_2 \cdot V_2,$$

$$\rho_c = \rho_1 \cdot \frac{V_1}{V_c} + \rho_2 \cdot \frac{V_2}{V_c},$$

или

$$\rho_c = \rho_1 \cdot (1-c) + \rho_2 \cdot c = \rho_1 + (\rho_2 - \rho_1) \cdot c.$$

Отсюда находим искомую связь:

4. В резервуар, содержащий 8000 м<sup>3</sup> бензина ( $\rho_6 = 735 \text{ кг/м}^3$ ), добавили 150 м<sup>3</sup> смеси ( $\rho_с = 780 \text{ кг/м}^3$ ), образовавшейся при последовательной перекачке этого бензина с дизельным топливом ( $\rho_д = 840 \text{ кг/м}^3$ ). Определить концентрацию примеси дизельного топлива в резервуаре.

Ответ: 0,008.

5. Предельно допустимое содержание бензина ( $\rho_6 = 730 \text{ кг/м}^3$ ) в дизельном топливе ( $\rho_д = 840 \text{ кг/м}^3$ ) составляет 0,2%. Какой максимальный объем смеси дизельного топлива с бензином ( $\rho_с = 800 \text{ кг/м}^3$ ) можно добавить в резервуар с 12000 м<sup>3</sup> дизельного топлива?

Ответ: 66,3 м<sup>3</sup>.

### 3.5. Математическое описание смесеобразования при последовательной перекачке нефтепродуктов

При последовательной перекачке нефтепродуктов их концентрации изменяются как вдоль оси трубопровода, так и по поперечному сечению трубы (см. рис. 6). Однако последние изменения не так велики, поэтому представляют интерес так называемые *средние по сечению* концентрации нефтепродуктов, которые также будем обозначать буквой  $c$ , подчеркивая когда надо, что речь идет о тех или других. Средняя концентрация каждого нефтепродукта в смеси плавно изменяется от 0 до 1, поэтому концентрация  $c$  есть функция от координаты  $x$  вдоль оси трубопровода и времени, прошедшего от начала процесса вытеснения:

$$c = c(x, t).$$

(3.5)

бензина и дизельного топлива из трубы, равна 805 кг/м<sup>3</sup>. Бензина и дизельного топлива  $\rho_д = 840 \text{ кг/м}^3$ .

По формуле (3.5) находим в смеси:

$$\frac{40}{40} = 0,4375,$$

5625.

бензина в смеси составляет — 56,25%.

5 кг/м<sup>3</sup> и 70% дизельного ее плотность?

$\rho_к = 810 \text{ кг/м}^3$  и 100 кг ди-Какова плотность смеси?

равен 400 л, а дизель-плотность смеси, если льного топлива равны но?



### 3.5.1. Уравнение объемного баланса нефтепродуктов в смеси

Для описания процесса смесеобразования в зоне контактирования последовательно движущихся нефтепродуктов, в том числе для расчета объема образующейся смеси, используется одномерная диффузионная модель продольного перемешивания. Основное уравнение этой модели является в сущности уравнением для расчета кривой  $c(x, t)$  распределения концентрации вытесняющего нефтепродукта в смеси. Форма этой кривой позволяет выявить все характеристики смеси, в частности вычислить длину и объем области смеси.

Поскольку, как уже отмечалось, при смешении двух нефтепродуктов объем образующейся смеси равен сумме объемов исходных компонентов, средняя скорость  $U$  движения нефтепродуктов одинакова во всех сечениях трубопровода ( $Q = S \cdot U$ ). Поэтому процесс смесеобразования удобно описывать в подвижной системе отсчета, перемещающейся вдоль оси нефтепродуктопровода именно с этой скоростью, и с началом отсчета на границе раздела контактирующих партий.

Если бы вытеснение одного нефтепродукта другим было полным и происходило одинаково во всех точках сечения, то смеси не было бы вовсе: впереди по ходу движения находился бы первый нефтепродукт, а сзади — второй. Однако вытеснение одной жидкости другой в разных точках сечения разное — в центре сечения оно наибольшее, а у стенок трубы наименьшее. Клинышки идущей жидкости вторгаются в жидкость, идущую впереди, увлекая вместе с собой второй нефтепродукт в зону первого. В то же время из-за малой скорости жидкости

я  $c = c(x, t_0)$  распределения концентрации вытесняющего в момент времени  $t_0$ .

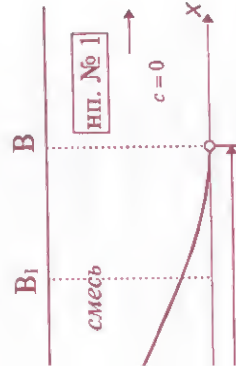


график вытесняющего в смеси

области  $AB$  смеси (справа) нефтепродукт № 1; концентрация области  $AB$  смеси (слева) нефтепродукт № 2; концентрация сечениями  $A$  и  $B$  находится концентрация с плавно

и  $c$  в смеси имеет следующие значения. В области  $B_1B$ , примыкающей к вытесняющему компоненту, концентрация убывает невелики. Эту область можно считать поведением концентрированной смеси. В центральной области более быстрое изменение  $c(x, t_0)$  происходит через точку  $(x, t_0)$  нефтепродуктов равных называют телом смеси.

$$\Delta V \equiv \frac{\partial}{\partial t} [c(x, t) \cdot S \cdot \Delta x] \cdot dt, \quad (3.7)$$

где  $S$  — площадь поперечного сечения трубопровода.

Приравнявая (3.6) и (3.7), получаем дифференциальное уравнение объемного баланса вытесняющего нефтепродукта в смеси:

$$\boxed{S \cdot \frac{\partial c(x, t)}{\partial t} + \frac{\partial q(x, t)}{\partial x} = 0.} \quad (3.8)$$

Это уравнение отражает простой факт: изменение количества вытесняющего нефтепродукта в области между любыми сечениями трубопровода равно разности количеств этого нефтепродукта, втекающего через первое сечение и вытекающего через второе.

### 3.5.2. Интенсивность массообмена в области смеси

Для того чтобы решать дифференциальное уравнение (3.8), необходимо выявить закономерности массообмена нефтепродуктов в области смеси, т.е. указать связь объемного расхода  $q(x, t)$  вытесняющего нефтепродукта (объемный расход вытесняемого нефтепродукта равен, очевидно,  $U \cdot S - q(x, t)$  с параметрами распределения  $c(x, t)$  концентрации в потоке.

На рис. 10 представлена схема массообмена в произвольном сечении области смеси. Суммарный расход жидкости через сечение  $x$  подвижной системы координат равен нулю, однако перетоки жидкости (смеси нефтепродуктов) слева направо и справа налево отличны от нуля;

трубопровода впереди и оказывается в зоне интенсивных пульсации размедукта в другом по севозникает смесь, опретысняющего нефтепродукта.

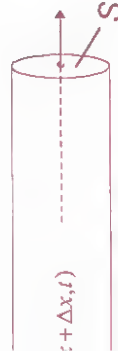
любую объемный раскта через произвольноеим, в подвижной системчерез это сечение перещего нефтепродукта.

расположенных сечения), то изменение  $\Delta V$  объема за время  $dt$  в области

$$+ \Delta x, t) \cdot dt,$$

$$\cdot dt \equiv - \frac{\partial q}{\partial x} \cdot \Delta x dt. \quad (3.6)$$

енение можно записать



бъемного баланса



ме, но противоположны  
рез сечение  $x$  слева на-  
главным образом в цен-  
и как перетекание смеси  
а налево, имеет расход  
образом, ближе к внут-  
да.

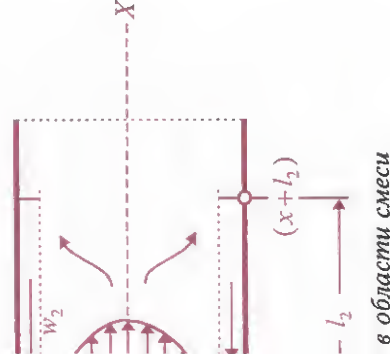
я определяется профи-  
тервале  $0 \leq r \leq R_0$ :

$$-U]dr. \quad (3.9)$$

оростей  $\hat{u}(r)$  турбулент-  
ский вид [12]

$$\left(1 - \frac{r}{R_0}\right), \quad (3.10)$$

ующие соотношения:



$$U = u_{\max} - 4,08 \cdot v_*; \quad R_* = 0,805 \cdot R_0, \quad w = 1,26 \cdot v_* \cdot S. \quad (3.11)$$

В них постоянная  $\kappa \approx 0,4$  — называется *константой Кармана*, а  $v_*$  — *динамической скоростью*. Последняя выражается через касательное напряжение  $\tau_{cr}$  трения на стенках трубы:

$$\tau_{cr} = \rho \cdot v_*^2, \quad v_* = \sqrt{\tau_{cr} / \rho}.$$

Поскольку  $\tau_{cr} = \lambda / 8 \cdot \rho \cdot U^2$ , где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления, то динамическая скорость связана с этим коэффициентом:

$$v_* = \sqrt{\frac{\lambda}{8}} \cdot U.$$

Подставляя выражение для  $v_*$  в (3.11), находим связь обменных перетоков  $w$  с расходом  $Q = U \cdot S$  перекачки:

$$w = 1,26 \cdot \sqrt{\frac{\lambda}{8}} \cdot U \cdot S = 0,446 \cdot \sqrt{\lambda} \cdot Q. \quad (3.12)$$

Из полученной формулы следует, что расходы обменных перетоков сравнительно невелики. Так, например, при  $\lambda = 0,022$  величина  $w$  составляет 0,066  $U \cdot S$ , т.е. всего 6,6 % расхода перекачки.

Встречные перетоки жидкости переносят через сечение  $x$  подвижной системы отсчета как первый, так и второй нефтепродукты, однако средние концентрации  $c'$  и  $c''$  в перетоках разные. Поэтому расход  $q(x, t)$  вытесняющего нефтепродукта через сечение  $x$  дается выражением:

$w \cdot (c' - c'')$ .

справа) концентрация вытесняющего расстояния  $l_1$  позади сепаратора (слева) концентрации вытесняющей концентрации вытесняющего расстояния  $l_2$  впереди было бы назвать длинами перемешивания, на равны расстояниям, на перемешивает вторгающегося бокового порядка мож-

$$l_1) - l_1 \cdot \frac{\partial c}{\partial x}, \quad (3.13)$$

$$l_2) + l_2 \cdot \frac{\partial c}{\partial x};$$

$$l_2) \cdot \frac{\partial c}{\partial x}.$$

из (3.12), получаем:

$$-l_2) \cdot \frac{\partial c}{\partial x} \cdot U \cdot S,$$

$$(3.14)$$

где

$$K = 0,446 \cdot \sqrt{\lambda} \cdot (l_1 + l_2) \cdot U. \quad (3.15)$$

Связь, выражающую пропорциональность объемного расхода  $q(x, t)$  вытесняющего нефтепродукта градиенту  $\partial c / \partial x$  его концентрации, называют *законом продольного перемешивания*, а входящий в него коэффициент  $K$  ( $m^2/c$ ) — *эффективным коэффициентом продольного перемешивания*. Подробней об этом коэффициенте будет сказано ниже. Знак минус в формуле (3.14) показывает, что поток каж-дого нефтепродукта направлен от большей концентрации к меньшей, т.е. в сторону, противоположную градиенту его концентрации.

### 3.5.3. Дифференциальное уравнение продольного перемешивания в области контактирования нефтепродуктов

Подставляя выражение для объемного расхода  $q(x, t)$  вытесняющего нефтепродукта через градиент его концентрации согласно закону (3.14) в уравнение (3.8) объем-ного баланса этого нефтепродукта в смеси, получаем следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( K \frac{\partial c}{\partial x} \right). \quad (3.16)$$

В общем случае коэффициент  $K$  не является постоян-ным. Поскольку он зависит от структуры турбулентно-



на плавно меняется  
плотности и вязко-  
концентрации и ее гра-

постоянным, то урав-  
стному уравнению типа

(3.17)

продольной диффузии.  
ия распределения кон-  
в зоне их контактиро-  
тины и объема образу-  
это уравнение справед-  
ясь со средней скорос-

эффициент  
шивления

чета эффективного ко-  
ешивления  $K$  сводится  
 $l_2$  перемешивания, вхо-  
тров, характеризующих

ор [39, 40], изучавший  
ном потоке жидкости  
нта  $K$  следующую фор-

(3.18)

$U \cdot d$ ;

которая, если сравнить ее с выражением (3.15), дает для  
суммы  $(l_1 + l_2)$  длин перемешивания значение  $4d$ . Эта фор-  
мула была выведена теоретическим путем для чисел Рей-  
нольдса, больших чем  $3 \cdot 10^4$ .

Большинство других исследователей получали форму-  
лы для  $K$  путем обработки экспериментальных данных.  
Так, например, формула В.С.Яблонского — А.Ш.Асату-  
ряна — И.Х.Хизгилова имеет вид [13]

$$K = \left( \frac{3000}{Re} + \frac{60,7}{Re^{0,455}} \right) \cdot U \cdot d, \quad (3.19)$$

а более поздняя формула А.Ш.Асатурыана — вид

$$K = 17,4 \cdot Re^{-0,33} \cdot U \cdot d. \quad (3.20)$$

Американский исследователь Ф. Съенитцер, обраба-  
тывая результаты промышленных испытаний на ряде  
нефтепродуктопроводов США, предложил полуэмпири-  
ческую формулу следующего вида [38]:

$$K = 1,32 \cdot 10^7 \left( \frac{\lambda}{4} \right)^{3,6} \left( \frac{L}{d} \right)^{0,141} \cdot U \cdot d. \quad (3.21)$$

Последняя формула включает эмпирический коэффи-  
циент, учитывающий поправку на расстояние  $L$  перекач-  
ки, чего, конечно, в теории быть не может, так как эф-  
фективный коэффициент продольного перемешивания оп-  
ределяется только параметрами турбулентности. Одна-  
ко формула Съенитцера дает результаты, наиболее близ-  
кие к наблюдаемым в промышленных условиях.

Строго говоря, все приведенные формулы справедли-  
вы для перекачки жидкостей с близкими вязкостями. Для  
последовательной перекачки нефтепродуктов это усло-





Теперь решение (3.24) можно записать в следующем виде:

$$c(\xi) = \frac{1}{2} \left( 1 - \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\xi} e^{-\alpha^2/4} d\alpha \right).$$

Сделав замену переменного  $\beta = -\alpha/2$ , получим

$$c(\xi) = \frac{1}{2} \left( 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\xi/2} e^{-\beta^2} d\beta \right).$$

Наконец, запишем решение задачи в окончательном виде:

$$c(x, t) = \frac{1}{2} \left( 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{x/\sqrt{4Kt}} e^{-\beta^2} d\beta \right). \quad (3.25)$$

Для всех  $x > 0$  при  $t \rightarrow 0$  параметр  $x/\sqrt{4Kt} \rightarrow \infty$ , интеграл в скобках стремится к  $\sqrt{\pi}/2$ ,  $c \rightarrow 0$ . Аналогично для всех  $x < 0$  при  $t \rightarrow 0$  интеграл в скобках стремится к  $-\sqrt{\pi}/2$ ,  $c \rightarrow 1$ . Следовательно, начальные условия (3.22) выполнены.

Стоящая в круглых скобках функция часто встречается в задачах статистики, называется «эрфилом» и записывается как  $\operatorname{erfc} Z$ :

$$\operatorname{erfc} Z = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^Z e^{-\beta^2} d\beta.$$

Ее график представлен на рис. 11. Для вычисления значений функции  $\operatorname{erfc} Z$  имеются подробные таблицы [32].

С помощью этой функции решение задачи записывается более коротко:

$$= 2 \cdot \frac{\sqrt{\pi}}{2} = \sqrt{\pi},$$

ния находится двукрат-

$$d\alpha + B, \quad (3.24)$$

ирования.

интегрирования исполь-

Во-первых, при  $x \rightarrow +\infty$

$x \rightarrow -\infty$   $\xi \rightarrow -\infty$  и  $c \rightarrow 1$ .

оряют системе линейных

$$\alpha + B,$$

$$\alpha + B.$$

$$= 2 \cdot \frac{\sqrt{\pi}}{2} = \sqrt{\pi},$$

$$d\alpha = -\sqrt{\pi},$$

и  $A$  и  $B$ :

$$B = \frac{1}{2}.$$



с  $Z$ ,  $Z_1$  — точка, в которой  
которой  $c = 0,01$ .

$$\left( \frac{x}{\sqrt{\pi K t}} \right) \quad (3.26)$$

меняется концентрация вы-  
ависимости от координа-  
ета для различных момен-  
мент времени  $t=0$  она име-  
ет, справа  $c = 0$ . Затем при  
перехода от концентрации  
ростом времени  $t$  посте-

ия имеет два характерных  
м, что в рамках принятой  
о смесь нефтепродуктов

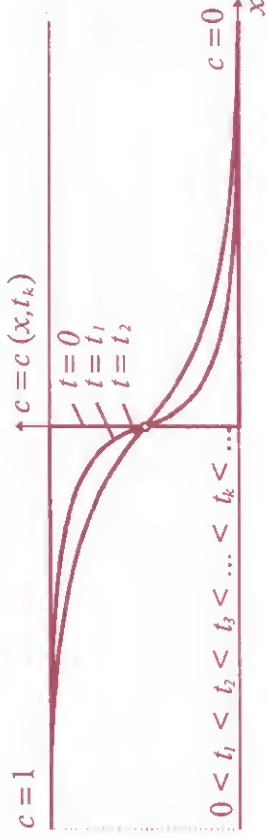


Рис. 12. Распределения концентрации вытесняющего нефтепродукта  
в смеси для различных моментов времени

мгновенно распространяется на всю область трубопро-  
вода от  $-\infty$  до  $+\infty$ . Конечно, эффект этот является ре-  
зультатом несовершенства модели, однако стремление  
концентрации к 1 слева и — к 0 справа происходит так  
быстро, что зона, в которой происходит переход от од-  
ного нефтепродукта к другому, имеет практически огра-  
ниченные размеры.

Второй недостаток состоит в том, что кривая распре-  
деления концентрации вытесняющего нефтепродукта  
оказывается симметричной, хотя практика показывает,  
что она имеет небольшую асимметрию и зависит от по-  
рядка следования нефтепродуктов [23]. Однако эта асим-  
метрия в большинстве случаев невелика и, как показы-  
вает та же практика, найденное распределение достаточ-  
но хорошо согласуется с наблюдаемым в трубопроводах.

### 3.8. Длина и объем области смеси нефтепродуктов

Область смеси нефтепродуктов определяют как об-  
ласть, в которой концентрации нефтепродуктов отлич-  
ны от 0 и 1, т.е.  $0 < c(x, t) < 1$ . В силу отмеченного выше не-  
достатка модели, согласно которой область смеси полу-



целяют в тех или иных  
 $\gamma) \leq c_*$ , где  $c_*$  и  $c_{**}$  — вер-  
 рации, соответственно.  
 и нефтепродуктов в сим-  
 , например от 0,01 до 0,99  
 0,02 до 0,98 (от 2 до 98%)

чь идет о смеси в сим-  
 ции. Разрешив уравне-

$c_{**}$

$$c_{**}) \quad (3.27)$$

ется функция, обратная  
 некоторых пределов кон-  
 едены в табл. 3.1.

аходим область смеси в  
 рации:

$$-1) (2c_{**})$$

Т а б л и ц а 3.1

$Z_2$
1,645
1,452
1,238
1,163
1,044
0,906

или

$$l_c = 4\sqrt{Kt \cdot \operatorname{erfc}^{(-1)}(2c_{**})} \quad (3.28)$$

Из этой формулы следует, в частности, что длина  $l_c$   
 области смеси растет пропорционально  $\sqrt{t}$ , т.е. корню  
 квадратному из продолжительности перекачки. Темпы  
 роста смеси неодинаковы. Поскольку

$$\frac{dl_c}{dt} = 2\sqrt{\frac{K}{t}} \cdot \operatorname{erfc}^{(-1)}(2c_{**}),$$

то видно, что с ростом времени  $t$  скорость увеличения  
 смеси постепенно убывает. Наибольшая она в начале  
 перекачки, когда градиенты концентрации велики, но  
 потом образовавшаяся смесь играет роль буфера между  
 исходными нефтепродуктами, и скорость вовлечения но-  
 вых порций нефтепродуктов в смесь уменьшается (рис. 13).

Для многих приложений длину области смеси опреде-  
 ляют в пределах концентрации от 0,01 до 0,99, т.е. от 1 до

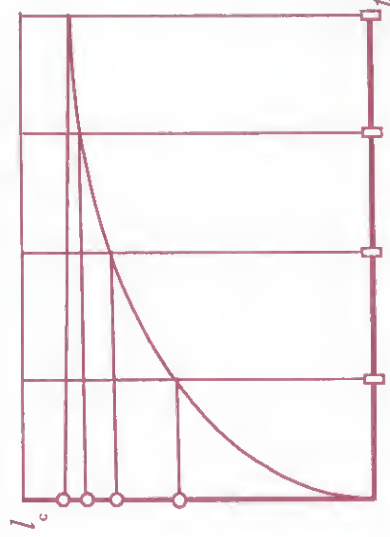


Рис. 13. График, иллюстрирующий темпы роста смеси в зависимости от продолжительности перекачки

формула для длины обла-

(3.29)

сти смеси при подходе  
и, т.е. при  $t = L/U$ , то

(3.30)

$$\cdot \text{Re}^{-0.5} \cdot L,$$

ерное число Пекле:

(3.31)

тричных пределах кон-

(3.32)

$$\cdot \text{Re}^{-0.5} \cdot V_{\text{тр}},$$

(3.33)

естном значении  $K$  эф-  
фicientного перемешивания  
и, образующейся в кон-  
уктов.

объем  $V_c$  области сме-  
ния расстояния  $L$  пере-

$$V_c = 6,58 \cdot S \cdot \sqrt{\frac{K}{U} \cdot \sqrt{L}}. \quad (3.34)$$

В теоретических моделях, в которых коэффициент  $K$  не зависит от протяженности трубопровода, объем смеси пропорционален  $\sqrt{L}$ , т.е. корню квадратному из расстояния, пройденного серединой зоны смеси. Это означает, что если на первых 100 км трубопровода образовался объем смеси  $V_{c,0}$  м<sup>3</sup>, то на вторых 100 км образуется  $\sqrt{2} \cdot V_{c,0} = 1,41 \cdot V_{c,0}$  м<sup>3</sup>, на третьих —  $\sqrt{3} \cdot V_{c,0} = 1,73 \cdot V_{c,0}$  м<sup>3</sup>, на четвертых —  $\sqrt{4} \cdot V_{c,0} = 2 \cdot V_{c,0}$  м<sup>3</sup> смеси и т.д., т.е. темпы роста смеси по мере ее продвижения от начала к концу трубопровода неодинаковы: сначала они самые большие, но потом постепенно уменьшаются.

**Пример.** Определить длину и объем области смеси, образующейся в зоне контакта двух автомобильных бензинов А-80 и Аи-92 при их последовательной перекачке по трубопроводу с внутренним диаметром 514 мм и протяженностью 700 км. Коэффициент  $\lambda$  гидравлического сопротивления принять равным 0,017. Для вычисления эффективного коэффициента продольного перемешивания  $K$  использовать формулу Тейлора (3.18).

**Решение.** Из формулы Тейлора (3.18) следует:

$$\frac{K}{Ud} = 1,785 \cdot \sqrt{\lambda},$$

$$\text{или } \frac{K}{U} = 1,785 \cdot \sqrt{\lambda} \cdot d = 1,785 \cdot \sqrt{0,017} \cdot 0,514 \approx 0,12 \text{ м.}$$

Для вычисления объема смеси используем формулу (3.34):



рон предложил модифицировать формулу Сьенитцера следующим образом:

$$V_c = 1000 \cdot (\lambda_1^{1,8} + \lambda_2^{1,8}) \cdot \left( \frac{d}{L} \right)^{0,43} \cdot V_{тр}, \quad (3.36)$$

т.е. вычислять объем смеси сначала по параметрам перекачки первого нефтепродукта (субиндекс 1), потом — второго (субиндекс 2) и брать среднее арифметическое полученных результатов [13, 23].

Входящие в формулу (3.36) коэффициенты гидравлического сопротивления  $\lambda$  вычисляются согласно правилам гидравлики. Для этого можно использовать, например, универсальную формулу А.Д.Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{\Delta}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{1/4}, \quad (3.37)$$

в которой  $\Delta$  — абсолютная шероховатость внутренней поверхности трубопровода;  $Re = Ud/\nu$  — число Рейнольдса;  $\nu$  — кинематическая вязкость нефтепродукта.

**Пример.** Определить длину и объем области смеси, образующейся в зоне контакта автомобильного бензина А-76 ( $\rho_1 = 738 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu_1 = 0,6 \text{ сСт}$ ) и дизельного топлива Д-40 ( $\rho_2 = 840 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu_2 = 9,0 \text{ сСт}$ ) при их последовательной перекачке по трубопроводу с внутренним диаметром 514 мм и протяженностью 700 км. Шероховатость внутренней поверхности нефтепродуктопровода — 0,25 мм. Расход перекачки  $Q = 1100 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

**Решение.** Сначала рассчитываем скорость перекачки:

$$U = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot 1100}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,514^2} \approx 1,47 \text{ м/с}.$$

$$4) \sqrt{0,12} \cdot \sqrt{700000} \approx 396 \text{ м}^3.$$

я делением полученно-

м, или  $\approx 1,9 \text{ км}$ .

формула Тейлора дает и по сравнению с теми, же. Поэтому для расчета нефтепродуктах исполь-, формула Сьенитцера , дает для объема смеси

$$\int_0^{0,43} \cdot V_{тр} \cdot \quad (3.35)$$

нефтепродуктов, напри- сортов дизельного топ- лотности и вязкости ко- друга, эта формула дает людаемым на практике. данных предыдущего

$$\frac{0,514^2}{4} \cdot 700000 \approx 436,6 \text{ м}^3,$$

ается по формуле Тей-

ачки нефтепродуктов, костями, проф. В.И.Ма-

ьдса:

$$1,47 \cdot 0,514 = 83953.$$

правлического сопротив-

$$\frac{1}{3} \cdot 0,0168 = 0,0168;$$

$$\frac{1}{3} \cdot 0,0209 = 0,0209.$$

$$\left( \frac{0,514}{700000} \right)^{0,43} \times$$

$$00 \approx 530 \text{ м}^3$$

56 м, или  $\approx 2,56$  км.

$\approx 750$  км,  $D=530$  мм,  $\delta=8$  мм, лная перекачка бензина дизельного топлива одом  $1100 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Опреде- йся в каждом контакте

партий этих нефтепродуктов, в пределах концентрации  $0,01—0,99$ .

Ответ:  $554 \text{ м}^3$ .

2. По нефтепродуктопроводу ( $L=650$  км,  $D=325$  мм,  $\delta=7$  мм,  $\Delta=0,2$  мм) ведется последовательная перекачка бензина ( $\rho_e=735 \text{ кг/м}^3$ ;  $v_e=0,6 \text{ сСт}$ ) и дизельного топлива ( $\rho_d=840 \text{ кг/м}^3$ ;  $v_d=9 \text{ сСт}$ ) с расходом  $400 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Определить объем смеси, образующейся в каждом контакте партий этих нефтепродуктов, в пределах концентрации  $0,01—0,99$ .

Ответ:  $275 \text{ м}^3$ .

3. По нефтепродуктопроводу ( $L=420$  км,  $D=377$  мм,  $\delta=7$  мм,  $\Delta=0,19$  мм) ведется последовательная перекачка бензина ( $\rho_e=730 \text{ кг/м}^3$ ;  $v_e=0,8 \text{ сСт}$ ) и дизельного топлива ( $\rho_d=840 \text{ кг/м}^3$ ;  $v_d=10 \text{ сСт}$ ) с расходом  $500 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Определить объем смеси, образующейся в каждом контакте партий этих нефтепродуктов, в пределах концентрации  $0,01—0,99$ .

Ответ:  $193 \text{ м}^3$ .

4. Во сколько раз увеличится объем смеси, образующейся при последовательной перекачке бензина ( $v_e=0,6 \text{ сСт}$ ) и дизельного топлива ( $v_d=8 \text{ сСт}$ ), если расход перекачки снизится с  $1200$  до  $800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ?

Ответ: в  $1,078$  раз.

5. Расход перекачки в нефтепродуктопроводе ( $d=311$  мм,  $\epsilon=\Delta/d=0,0002$ ) увеличился с  $140$  до  $300 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Во сколько раз уменьшится объем смеси бензина ( $v_e=0,8 \text{ сСт}$ ) с дизельным топливом ( $v_d=8 \text{ сСт}$ ) при их последовательной перекачке?

Ответ: в  $1,328$  раз.





объем смеси, образующейся в конце нефтепродуктопровода в каждом контакте партий.

**Решение.** Сначала вычисляется  $V_{c,1}$  объем смеси, образующейся на первом участке:

$$\lambda_g = 0,0169, \lambda_n = 0,0209;$$

$$V_{тп,1} = (\pi \cdot d_1^2 / 4) \cdot L_1 = 93326 \text{ м}^3, \quad d_1 / L_1 = 1,142 \cdot 10^{-6},$$

$$(d_1 / L_1)^{0,43} = 0,002785;$$

$$V_{c,1} = 10^3 \cdot (0,0169^{1,8} + 0,0209^{1,8}) \cdot 0,002785 \cdot 93326 = 414 \text{ м}^3;$$

Затем находится эквивалентная длина  $L_{э,1}$  фиктивного трубопровода диаметром  $d_2 = 0,361$  мм, при перекачке по которому с расходом  $600 \text{ м}^3/\text{ч}$  образовалось бы такое же количество смеси, как и в конце первого участка, т.е.  $414 \text{ м}^3$ .

Для этого вычисляем коэффициент  $A_2$ :

$$A_2(d_2, U_2) = 10^3 \cdot (\lambda_{г2}^{1,8} + \lambda_{н2}^{1,8}) \cdot (\pi \cdot d_2^{2,43} / 4)$$

$$\lambda_g = 0,0174, \lambda_n = 0,0220;$$

$$A_2 = 0,1135383.$$

Затем вычисляем эквивалентную длину  $L_{э,1}$ :

$$L_{э,1} = (V_{c,1} / A_2)^{0,57} = (414 / 0,1135383)^{0,57} = 1773673 \text{ м}.$$

Вычисляем объем  $V_{c,2}$  смеси к концу второго участка трубопровода:

$$V_{c,2} = A_2 \cdot (L_2 + L_{э,1})^{0,57} = 0,1135383 \cdot (350000 + 1773673)^{0,57} \approx 458,8 \text{ м}^3.$$

еси, сколько ее образует.  $V_{c,2}$ :

0,57

ующейся к концу третьей смеси в трубопроводе с точки  $U_3$ , но с протяжен-

$$0,57 + L_2 A_2^{0,57} + L_3 A_3^{0,57})^{0,57}$$

номерность зависимость участков нефтепродук-

$$\left( \dots \right)^{0,57} \quad (3.40)$$

атся для расчета объема из участков труб с

воду, состоящему из двух пром: первый ( $L_1 = 450 \text{ км}$ , ( $L_2 = 350 \text{ км}$ ,  $d = 361 \text{ мм}$ , льная перекачка бензина дизельного топлива расходом  $Q_1 = 1100 \text{ м}^3/\text{ч}$  по второму. Определить



и на втором участке увеличению к объему 414 м³ сме-

# технологическая смесь

нефтепродукта на перекачку тановочном режиме, позторов на головной перекачид в течение некоторого протступают оба нефтепродуктамая первичная технологическая мм нефтепродуктопроводе переклучения резервуаровой смеси при общем ее количи 700 км.

т первичной технологичесрекачиваемых партий в наскольку была получена какчальными условиями (3.22)ищими мгновенный перехододукта к перекачке другоит времени  $t=0$  между партивала уже сформировавшее концентрации в которой

$$l_n) = 0), \text{ при } 0 < x < l_n,$$

чной технологической смеси для уравнения (3.17) долж-

$$c(x,0) = \begin{cases} 1, & \text{при } x \leq 0; \\ \varphi(x), & \text{при } 0 < x < l_n, \\ 0, & \text{при } x \geq l_n \end{cases} \quad (3.41)$$

отражающие этот факт.

Из теории известно, что решение уравнения типа теплопроводности (3.17) с начальным распределением может быть записано в виде

$$c(x,t) = \frac{1}{2\sqrt{\pi Kt}} \cdot \int_{-\infty}^{+\infty} \exp\left[-\frac{(x-\eta)^2}{4Kt}\right] \cdot c(\eta,0) d\eta, \quad (3.42)$$

поэтому, подставив сюда начальное распределение концентрации согласно (3.41), получим интересующее нас распределение концентрации вытесняющего нефтепродукта в смеси в произвольный момент времени  $t$ :

$$c(x,t) = \frac{1}{2} \cdot \left( 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{x/\sqrt{4Kt}} e^{-\beta^2} d\beta \right) + \frac{1}{2\sqrt{\pi Kt}} \cdot \int_0^{l_n} \exp\left[-\frac{(x-\eta)^2}{4Kt}\right] \cdot \varphi(\eta) d\eta$$

Первое слагаемое в этой формуле дает ранее полученную кривую распределения концентрации при «мгновенной» смене нефтепродукта, второе — дополнительные изменения, связанные с существованием между нефтепродуктами первичной технологической смеси. Если функция  $\varphi(x)$  известна, она определяется технологией переклучения резервуаров, то непосредственные вычисления второго слагаемого в последней формуле позволяют найти поправки к ранее полученной формуле (3.25).

Однако более простым и наглядным методом оценки влияния первичной технологической смеси на результа-

енный подход, основан-  
тнх длин.  
гической смеси можно  
трубопровода на экви-  
емую по формуле

57

я в конце трубопрово-

$$\left[ \int_0^{0,57} \right] = \left( L \cdot A^{1/0,57} + V_*^{1/0,57} \right)^{0,57}, \quad (3.43)$$

азующейся в том же тру-  
чной смеси.  
ках множитель показы-  
си с учетом первичной  
тываемый в пренебре-  
множителя приведены в  
частности, следует, что  
еской смеси на общий  
онцу перекачки *сравни-*  
ем первичной смеси со-  
оторый получается рас-

четным путем при мгновенном переключении резервуа-  
ров, влияние начальной смеси на конечный результат  
перекачки не превышает 5%.

Так, например, в трубопроводе с диаметром 530 мм  
и протяженностью 700 км при перекачке бензина и  
дизельного топлива с расходом 1100 м<sup>3</sup>/ч образуется,  
как это следовало из рассмотренного выше примера  
(см. п. 3.10), 530 м<sup>3</sup> смеси. Если бы объем  $V_*$  первичной  
технологической смеси в этом нефтепродуктопрово-  
де составлял 100 м<sup>3</sup> ( $V_*/V_{c,0} \approx 0,2$ ), общее количество сме-  
си увеличилось бы всего на 3,3%.

Т а б л и ц а 3.2

Влияние первичной технологической смеси на общее количество  
образующейся при перекачке смеси

$V_*/V_{c,0}$	0,08	0,10	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20	0,25	0,50	1,00
$V_*/V_{c,0}$	1,007	1,010	1,014	1,018	1,023	1,028	1,033	1,050	1,050	1,485

Поскольку отношение  $V_*/V_{c,0}$  уменьшается с увели-  
чением расстояния перекачки, то влияние первичной  
технологической смеси может быть особенно силь-  
ным для «коротких» трубопроводов, в то время как  
для «длинных» трубопроводов оно практически нео-  
щутимо.

Полученный результат приводит к естественному  
выводу: *мероприятия по уменьшению первичной техноло-*  
*гической смеси эффективны для сравнительно коротких*  
*трубопроводов и менее эффективны (или даже неэффек-*  
*тивны) для трубопроводов большой протяженности. Пер-*  
вичная технологическая смесь, «вводимая» в область





### 3.11.2. Основной фактор, сдерживающий растекание нефтепродуктов

Однако растекание нефтепродуктов вследствие различия плотностей в большинстве случаев не принимает кастрофических масштабов. Начавшееся растекание длится небеспрерывно и через некоторое время после остановки перекачки прекращается. Причиной этому является волнообразный характер профиля трубопровода, в частности отклонение его оси от прямой линии.

Поскольку нефтепродуктопровод повторяет рельеф местности, по которой он проложен, то на его профиле имеются нисходящие и восходящие участки, периодически сменяющие друг друга и образующие  $\cup$ - и  $\cap$ -образные колена. Каждое из таких колен, если разность  $h$  высот нижней точки первого и высшей точки второго больше диаметра  $d$  трубопровода, становится непреодолимым препятствием для языков растекающихся нефтепродуктов (рис. 16).

Как только более тяжелая жидкость заполнит ближайшее к месту остановки  $\cup$ -образное колено, в нем образуется гидрозатвор (линия  $A-A'$ ), останавливающий дальнейшее растекание жидкостей: более легкий нефте-

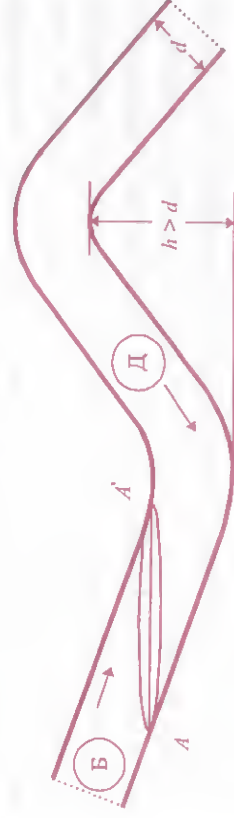


Рис. 16. Схема образования гидрозатвора в колене трубопровода

может составлять от 0,3 до 1,0 м. В остановке языки нефти будут в друг друга на расстояние, равное диаметру трубы. Это расстояние, естественно, что после возобновления движения нефти в друг друга нефтепродукты такого перемешивания не произойдет.

Скорость растекания жидкости в экспериментальном стекле для скорости  $u_p$  растекания формула

$$u_p = \left[ \frac{\rho_r - \rho_n}{\rho_r - 0,3(\rho_r - \rho_n)} \cdot \Phi(\alpha) \right]^{1/2} \cdot \left[ \frac{1 - \sin \alpha}{1 + \sin \alpha} \right]^{1/2} \cdot \left( \frac{1 - \sin \alpha}{1 + \sin \alpha} \right)^{1/2} \cdot \alpha \quad (3.44)$$

где  $\rho_r$  — плотность и кинематическая вязкость более тяжелого нефтепродукта,  $\rho_n$  — плотность и кинематическая вязкость более легкого нефтепродукта,  $\alpha$  — угол наклона оси трубопровода к горизонту,  $\Phi(\alpha)$  — коэффициент, зависящий от скорости растекания жидкости, достигающего наибольшей скорости в трубах [11, 13].

В трубах с диаметром перекачки жидкости, при которых область затекания жидкости на затяжном подьеме и на спуске будет выше, чем высота легкой жидкости, препятствия качества транспортировки не возникнут.



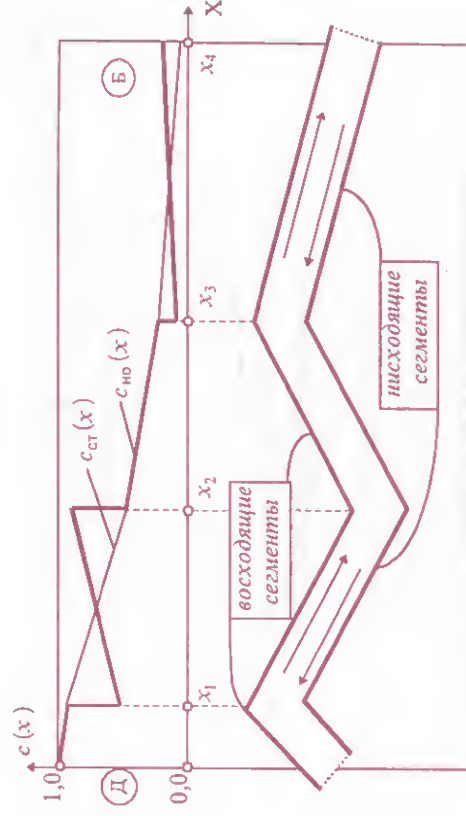


Рис. 17. Трансформация кривой распределения концентрации вытекающего нефтепродукта в смеси:  $c_{ст}(x)$  — «до» остановки перекачки;  $c_{но}(x)$  — «после» остановки перекачки

$$c_{но} = \begin{cases} c_{ст}(x), & \text{при } 0 < x < x_1; \\ c_{ст}(x_1 + x_2 - x), & \text{при } x_1 \leq x < x_2; \\ c_{ст}(x), & \text{при } x_2 \leq x < x_3; \\ c_{ст}(x_2 + x_3 - x), & \text{при } x_3 \leq x < x_4; \\ c_{ст}(x), & \text{при } x_4 \leq x. \end{cases} \quad (3.45)$$

Заметим, что функции  $f(x)$  и  $f(x_1 + x_2 - x)$  имеют зеркально симметричные графики относительно середины  $(x_1 + x_2)/2$  сегмента  $[x_1, x_2]$ .

После возобновления перекачки разрывы на кривой распределения концентрации исчезают, а приборы, регистрирующие приход смеси, показывают на диаграммах самописцев характерные *петли*, являющиеся расплывчатым портретом профиля трубопровода в месте остановки смеси (рис. 18).

(200—500 м) сегменты спуска и подъема преодолеваются языками растекающихся жидкостей за весьма короткое время, после чего процесс растекания прекращается совсем.

### 3.11.4. Расчет смесеобразования при остановках перекачки

Смесеобразование, происходящее при остановках перекачки, в большой степени зависит от мелкомасштабных особенностей профиля трубопровода в месте, в котором застаивается область смеси. При этом первоначально непрерывное распределение  $c(x) = c(x, L/U)$  концентрации становится разрывным и меняется в соответствии с правилами (3.45), графически представленными на рис. 17.

Методика и порядок расчета дополнительного смесеобразования, вызванного остановкой перекачки, при которой середина области смеси остановилась в некоторой точке  $L_0$ , состоят в следующем:

сначала непрерывная кривая  $c(x)$  распределения концентрации  $c(x, t)$  в момент времени  $t_0 = L_0/U$  подхода середины области смеси к точке  $L_0$

$$c(x) = c(x, L_0/U) = 0,5 \cdot \left( 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \int_0^{x/\sqrt{4K \cdot L_0/U}} e^{-\beta^2} d\beta \right)$$

трансформируется по формулам типа (3.45) в соответствии с профилем трубопровода в разрывную кривую  $c_{\text{н}}(x)$ ;

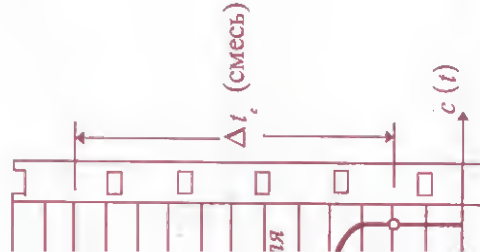


Рис. 17. Профиль для контроля смеси: координаты смеси

значительно превышает входящих сегментов перекачки не представляет увеличения объема смеси. Если трубопровода изоляция, то остановки могут привести к значительному увеличению. Растекание нефти при остановке перекачки, как и в случае смеси, практически не происходит. Процесс затопления в этом месте затопления и спусков. Процесс разности плотностей носителем короткое



кривая  $c_{\text{но}}(x)$  принимает для уравнения (3.17) представление в общую форму

$$\left[ \frac{V}{t_0} \right] \cdot c_{\text{но}}(\eta) d\eta, (t > t_0); (3.46)$$

ал в правой части равен-  
ивой распределения кон-  
ент времени после возбу-  
и в конце  $L$  трубопрово-

ов вручную, разумеется,  
выполняются с помощью  
циальная компьютерная  
6.2), которая автоматизи-  
ую задачу с визуализа-  
пределения концентрации

дельной перекачки разно-  
гут возникать неожидан-  
х проиллюстрируем при-

ная перекачка бензина  
и дизельного топлива  
цествляется по трубопро-  
ажженностью 700 км с рас-  
провода на участке между  
т монотонно нисходящий  
ивой концентрации вытес-

няющего нефтепродукта (дизельного топлива) в момент  
прихода смеси к концу трубопровода, если перекачка преры-  
валась лишь одной продолжительной остановкой на 350-м  
километре?

**Решение.** Объем  $V_c$  и длина  $l_c$  области смеси к моменту  
остановки на 350-м километре трубопровода рассчиты-  
ваются по формуле (3.36):

$$V_c = 357 \text{ м}^3, \quad l_c = 1721 \text{ м}.$$

Таким образом, вся область смеси оказалась распо-  
ложенной на нисходящем участке трубопровода. По-  
скольку сверху находится более плотная смесь (прими-  
кающая к дизельному топливу), а внизу — менее плот-  
ная (примыкающая к бензину), то начавшийся процесс  
растекания нефтепродуктов приводит к тому, что рас-  
пределение концентрации дизельного топлива в смеси  
между 349-м и 351-м километрами зеркально отобража-  
ется относительно 350-го километра ( $x=0$  в подвижной  
системе отсчета). Если принять это новое распределе-  
ние за начальное и подставить его в интеграл (3.46), то  
результаты расчета дадут кривую, изображенную на  
рис. 19.

На рисунке видна характерная пегля, о причинах по-  
явления которой говорилось выше; объем перемешав-  
шихся нефтепродуктов увеличился в данном примере  
в 3,6 раза.

**Пример 2.** В условиях предыдущего примера вносится из-  
менение: нисходящий участок профиля трубопровода рас-  
положен между 345-м и 355-м километрами, т.е. протяжен-  
ность спуска составляет теперь не 2, а 10 км. Какой будет  
вид кривой концентрации вытесняющего нефтепродукта

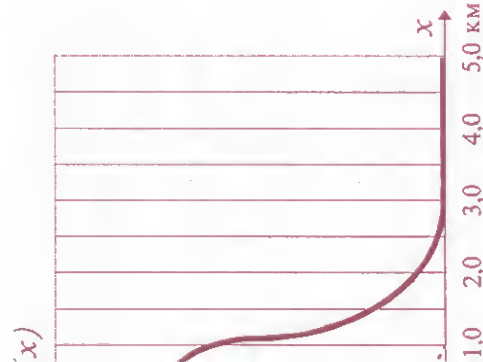


Рис. 20. Распределение дизельного топлива в смеси после остановки перекачки на 10-километровом участке спуска

в резервуары с дизельным топливом и испортит его качество. Объем перемещавшихся нефтепродуктов в этом примере увеличился в 22 раза.

### 3.11.5. Мероприятия по уменьшению смешения при остановках перекачки

Последствия остановок перекачки разнотоплотных нефтепродуктов зависят не столько от продолжительности этих остановок, сколько от частоты чередования сегментов спуска и подъема. Если эти сегменты достаточно коротки, то растекание нефтепродуктов при остановках перекачки быстро прекращается, а дополнительное смешение невелико. Если же трубопровод имеет затяжные спуски или подъемы, то остановки границ контакта на таких сегментах могут представлять большую опас-

прихода смеси к концу трубы вала лишь одной продолжительности?

тается аналогично тому, как результаты представлены на

сь дизельного топлива и время остановки оторванного топлива и ушли вниз возобновления перекачки ов к концу трубопровода ого топлива может быть и. При этом оказавшийся бъем неизбежно попадет



чества транспортируемых  
льно простые профилак-  
ые необходимо осуще-  
ачительного увеличения  
и. Для этого следует вы-  
ного профиля трубопро-  
м, на предмет отыскания  
их сегментов, в которых  
творы, останавливающие  
анализа состоит в выяв-  
таких, чтобы между каж-  
ордinalась ровно одна мест-  
ысот обеих вершин с ле-  
жны превышать внутрен-

для трубопровода нужно  
инторную диаграмму трубо-  
шины профиля, между ко-  
отмечаются на диаграм-  
ними низины — нулями.  
они образуют пилообраз-  
гибов которой указывает  
сть данного участка тру-  
и области смеси. Если эта  
ден для остановок смеси;  
ть смесь на этом участке

нефтепродуктопровода с  
и 5-километровом участке  
м километром, задан таб-

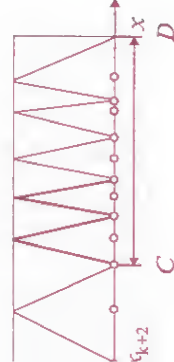
x, км	z, м	x, км	z, м	x, км	z, м	x, км	z, м	x, км	z, м
180,0	56,2	181,0	54,3	182,0	54,5	183,0	62,5	184,0	62,1
180,1	54,2	181,1	52,3	182,1	53,6	183,1	63,6	184,1	64,4
180,2	54,9	181,2	53,4	182,2	50,0	183,2	65,0	184,2	66,2
180,3	53,2	181,3	53,0	182,3	55,5	183,3	66,2	184,3	63,5
180,4	53,5	181,4	53,9	182,4	55,3	183,4	62,1	184,4	65,4
180,5	53,1	181,5	55,7	182,5	60,7	183,5	58,0	184,5	62,4
180,6	55,6	181,6	57,0	182,6	62,2	183,6	61,2	184,6	65,7
180,7	54,2	181,7	56,8	182,7	64,4	183,7	64,0	184,7	67,2
180,8	57,1	181,8	57,6	182,8	65,0	183,8	61,5	184,8	66,5
180,9	56,0	181,9	55,1	182,9	64,0	183,9	63,5	184,9	63,0

*Построить индикаторную диаграмму участка и с помо-  
щью нее определить места, благоприятные для остановок  
смеси разнотоплотных нефтепродуктов.*

**Решение.** Выбираем на профиле трубопровода низины, в  
которых могут образовываться гидрозатворы. Первая ме-  
стная вершина находится в сечении 180 км, следующая —  
в сечении 180,2 км. Между ними существует низина 180,1  
км, высотная отметка которой на 2 м ниже левой верши-  
ны и на 0,7 м ниже правой. Поскольку разности высот  
соседних вершин и лежащей между ними низины превы-  
шают диаметр трубопровода, равный 0,514 м, то в сече-  
нии 180,1 км может образовываться гидрозатвор. Отме-  
чаем вершины и низину точками на индикаторной диаг-  
рамме, рис. 21, и идем по профилю дальше.

В сечении 180,4 км также существует локальная вер-  
шина профиля, однако она всего на 0,3 м выше левой ни-  
зины и на 0,4 м выше правой низины профиля, что мень-  
ше диаметра трубопровода, поэтому гидрозатвор здесь  
образоваться не может. Зато вершина профиля на 180,6  
км является затворообразующей. Вместе с вершинами на

гидрозатворы в низинах на  
точки индикаторной ди-  
агностки (рис. 21); в табли-  
це) вершины профиля  
им шрифтом.



профиля трубопровода

азывает, что на рассмат-  
лагодриятных для оста-  
тубопровода: первый  $AB$   
й  $CD$  (протяженность —  
х колебаний индикатор-  
симальна. Это гаран-  
ров в случае останова  
нефтепродуктов. Наобо-  
2,5 км) максимально не-  
и, поскольку изобилует  
и, на которых может про-  
епродуктов и, следова-  
еси.

### провода, предотвращающий новках перекачки

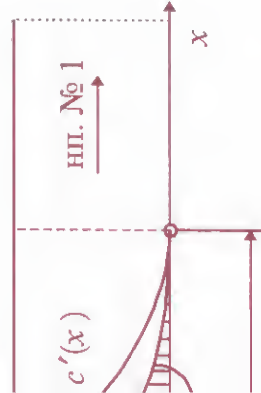
ых трубопроводов про-  
ть волнообразно в верти-

кальной плоскости, так чтобы амплитуда волны (превы-  
шение местных вершин профиля трубопровода над со-  
седними с ними низинами) была больше диаметра трубо-  
провода, а длина волны (расстояние между соседними  
вершинами профиля) гарантировала от возникновения  
опасных напряжений за счет изгиба трубы. Такую про-  
кладку можно осуществлять путем подсыпки части грун-  
та в траншею через определенные расстояния, с тем что-  
бы трубопровод занял в ней волнообразное положение.  
При остановках перекачки гидрозатворы, образующиеся  
в искусственно созданных изгибах, надежно предотвратят  
растекание нефтепродуктов в поле силы тяжести [30].

### 3.12. Интегральное содержание нефтепродуктов в смеси

Понятие о длине и объеме области смеси в симметрич-  
ных пределах концентрации, хотя и наглядно, но факти-  
чески не используется в технологических операциях по  
реализации смеси. Смесь транспортируемых топлив в той  
или иной степени раскладывается по резервуарам с ис-  
ходными нефтепродуктами, поэтому важно знать не об-  
щий объем области смеси в пределах концентраций 0,01 —  
0,99 или длину этой области, а то, как устроена кривая  
распределения концентрации, и сколько каждого нефте-  
продукта содержится в порции смеси. На рис. 22 изобра-  
жены две кривые распределения концентрации в смеси  
 $c(x)$  и  $c'(x)$ , имеющие примерно одну и ту же длину и оп-  
ределяющие примерно одинаковые объемы смеси, одна-  
ко первая кривая имеет крутой переход от одного нефте-  
продукта к другому, в то время как вторая кривая содер-  
жит петли, так что концентрация каждого нефтепродук-  
та в смеси велика. Первую смесь с распределением кон-





ого нефтепродукта в другом.

ть сечением  $x-x$  на две части количеством примеси нефте-второй смеси с распределением. Поэтому вводят так называемый нефтепродукта во-первых в первом. Эти объемные площади над и под кривой концентрации вытесня-

$$J_{2n} = S \cdot \int_x^{+\infty} c(\eta) d\eta, \quad (3.47)$$

сечения трубопровода.  $x-x$ , делящее смесь на две части  $J(x) = J_{12}(x) + J_{2n}(x)$  бу-

$$[c(x)] - c(x) = 0,$$

откуда следует, что сечение  $x-x$  — это такое сечение, в котором  $c(x) = 0,5$ .

Если последовательная перекачка нефтепродуктов ведется в безостановочном режиме, то величина примеси  $J_{12}$  первого нефтепродукта, попавшей за сечением  $x-x$  (на рис. 22 влево от сечения  $x$ ) во второй нефтепродукт,

$$J_{12}(x) = S \cdot \int_{-\infty}^x [1 - c(\eta)] d\eta = S \cdot \int_0^x \left[ 1 + \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\sqrt{4K \cdot L \cdot \eta}} e^{-\beta^2} d\beta \right] d\eta.$$

Вычисляя интеграл, стоящий в правой части последнего равенства, интегрированием по частям, получаем для  $J_{12}$  следующее выражение:

$$J_{12}(x) = 2Pe^{-0.5} V_{np} \cdot [\omega \cdot (1 - 0.5 \operatorname{erfc} \omega) + \frac{1}{2\sqrt{\pi}} e^{-\omega^2}], \quad (3.48)$$

где

$$\omega = x / (2L \cdot Pe^{-0.5}), \quad Re = UL/K.$$

Формула (3.48) для определения содержания какого-либо нефтепродукта в смеси применяется при расчетах раскладки смеси.

Если сечение  $x-x$ , разделяющее нефтепродукты, проведено в середине области смеси,  $x=0$ ,  $\omega=0$ , объем  $J_{12}(0)$  примеси

$$J_{12} = J_{2n} = \frac{1}{\sqrt{\pi}} Pe^{-0.5} \cdot V_{np}. \quad (3.49)$$

Сравнивая полученное выражение с выражением (3.33)

$$V_c = 6,58 \cdot Pe^{-0.5} \cdot V_{np},$$

ных пределах концентра-

$$\cdot V_c \cong 0,0857 \cdot V_c, \quad (3.50)$$

опавшего в нефтепродукт  
область на рис. 22), равен  
павшего в нефтепродукт  
ласть на рис. 22), и состав-  
сти их смеси.

#### ктов с разделительной к смеси

нышающих общее количе-  
ется перекачка нефтепро-  
кой из их смеси [13]. По-  
динаковы — в начале пе-  
центрации велики (т.е. ве-  
зоне смеси), происходит  
однако по мере перекач-  
величивается, градиенты  
темпы нарастания смеси  
месь играет роль буфера  
ами. Отсюда, конечно, не  
ь зону первичной смеси  
зания качественных неф-  
жду партиями исходных  
ь тех же нефтепродуктов,  
предшествующих перека-  
другом трубопроводе, эф-  
тельным.

На рис. 23, а представлено начальное распределение концентрации вытесняющего нефтепродукта для случая, когда между партиями двух нефтепродуктов помещена буферная пробка длиной  $2l$  их смеси с концентрацией  $c_0$ . Это распределение можно представить как суперпозицию (наложение) двух начальных распределений второго нефтепродукта (рис. 23, б), поэтому итоговое распределение концентрации  $c(x, t)$  вытесняющего нефтепродукта в про-

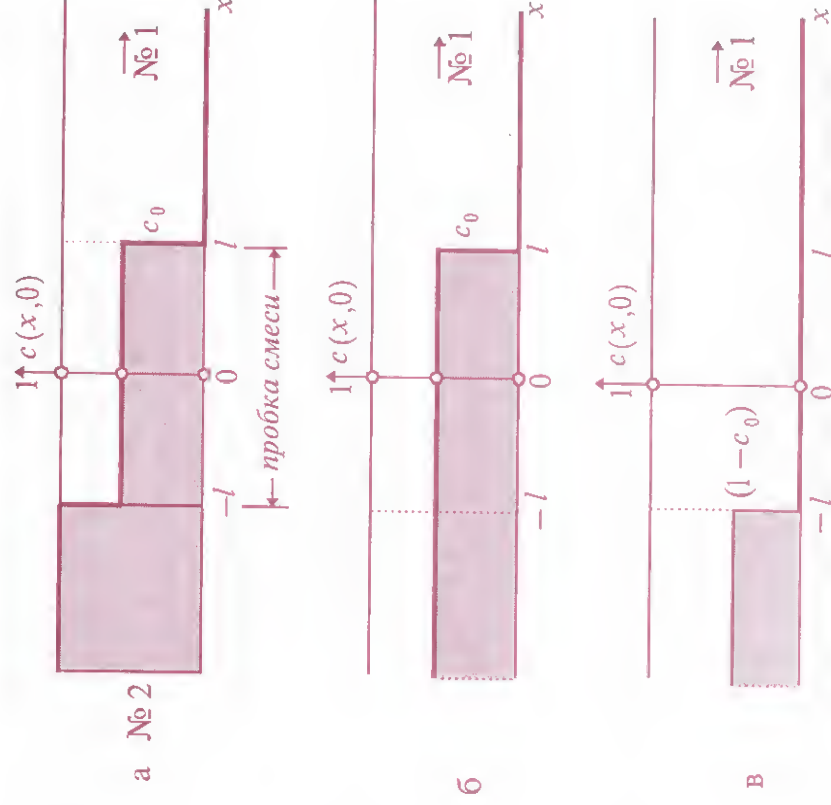


Рис. 23. Начальное распределение концентрации:  
а — общее; б, в — составные части



одного нефтепродукта в другом (после изъятия объема  $V_p = 2l \cdot S$  пробки) даются выражениями:

$$\frac{J_0 - J_{1/2}}{J_0} = (1 - c_0) \cdot [1 - F(\omega)], \quad \frac{J_0 - J_{2l}}{J_0} = c_0 \cdot [1 - F(\omega)]. \quad (3.54)$$

Функция  $\Phi(\omega) = 1 - F(\omega)$  при увеличении ее аргумента  $\omega$  (безразмерной длины пробки) быстро приближается к единице:  $\Phi(0) = 0$ ;  $\Phi(0,5) = 0,646$ ;  $\Phi(1) = 0,910$ ;  $\Phi(1,5) = 0,985$ ;  $\Phi(2) = 0,998$  и т.д., поэтому, чем длинней пробка из смеси, тем выше эффект от ее использования.

**Пример.** При последовательной перекачке бензина ( $\rho_6 = 740 \text{ кг/м}^3$ ,  $v_6 = 0,6 \text{ сСт}$ ) и дизельного топлива ( $\rho_a = 840 \text{ кг/м}^3$ ,  $v_a = 10 \text{ сСт}$ ) в трубопроводе с диаметром  $d = 361 \text{ мм}$  ( $\Delta = 0,15 \text{ мм}$ ) и протяженностью  $L = 177 \text{ км}$  с расходом  $500 \text{ м}^3/\text{ч}$  для уменьшения примеси дизельного топлива в бензине на 50% решено использовать смесь тех же нефтепродуктов с концентрацией  $c_0 = 0,5$  (50%). Определить необходимый объем раздельной пробки.

**Решение.** Принимая параметр  $\omega = 1,5$ , будем иметь:

$$\frac{J_0 - J_{2l}}{J_0} = c_0 \cdot \Phi(\omega) = 0,5 \cdot \Phi(1,5) = 0,4925 \quad (\approx 50\%).$$

$$2\omega = \frac{2l}{L} Pe^{0,5} = 3; \quad 2l = 3L \cdot Pe^{-0,5} = 3 \cdot \sqrt{\frac{KL}{U}}.$$

Вычисляем параметры перекачки:

$$U = Q/S = 4 \cdot 500 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,361^2) = 1,358 \text{ м/с};$$

$$Re_6 = Ud/v_6 = 1,358 \cdot 0,361 / 0,6 \cdot 10^{-6} = 817063;$$

жет быть представлено в соответствующих каждой из разделений:

$$c_0) \cdot \operatorname{erfc} \frac{x+l}{\sqrt{4Kt}}. \quad (3.51)$$

второго нефтепродукта,  $t = L/U$  подхода контакта трубопровода. При этом рас- продукта №1, которая на-

$$5 \cdot \operatorname{erfc} \frac{x-l}{\sqrt{4K \cdot L/U}} dx + \frac{x+l}{\sqrt{4K \cdot L/U}} dx = \quad (3.52)$$

$$(1 - c_0) \cdot F(\omega)].$$

$$\cdot [(1 - c_0) + c_0 \cdot F(\omega)], \quad (3.53)$$

$$\rho, \quad \omega = l/L \cdot Pe^{0,5}.$$

ратных скобках, опреде- смесевых раздельных шения количеств примеси

в качестве метки для разделения партий нефтепродуктов. В качестве таких маркеров применяются флуоресцентные красители, галогенированные углеводороды, радиоактивные изотопы и т.п. Вопрос состоит в том, чтобы определить, какой длины  $2l$  должен быть объем маркированный жидкости, чтобы в конце трубопровода присутствие маркера можно было обнаружить в потоке перекачиваемого нефтепродукта.

Обозначив  $c(x, t)$  концентрацию окрашенного нефтепродукта, найдем распределение маркера в конце нефтепродуктопровода, т.е. при  $t = L/U$ , где  $L, U$  — протяженность трубопровода и скорость перекачки, соответственно. Для этого используем формулу (3.42). В данном случае она имеет вид

$$c(x, L/U) = \frac{1}{2\sqrt{\pi K \cdot L/U}} \cdot \int_{-\infty}^x \exp\left[-\frac{(x-\eta)^2}{4K \cdot L/U}\right] d\eta.$$

Сделав замену переменной в интеграле согласно формуле

$$\frac{x-\eta}{\sqrt{4K \cdot L/U}} = \zeta,$$

представим распределение концентрации в следующем виде:

$$\begin{aligned} c(x, L/U) &= \frac{1}{2\sqrt{\pi \cdot K \cdot L/U}} \cdot \int_{-\infty}^x \exp\left[-\frac{(x-\eta)^2}{4K \cdot L/U}\right] d\eta = \\ &= \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot \frac{(x+L)/\sqrt{4K \cdot L/U}}{(x-L)/\sqrt{4K \cdot L/U}} e^{-\zeta^2} d\zeta. \end{aligned}$$

$$= 49024;$$

$$= 0,016;$$

$$= 0,023;$$

$$6 \cdot 1,358 \cdot 0,361 = 0,11 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$3 \cdot 1,358 \cdot 0,361 = 0,13 \text{ м}^2/\text{с};$$

$$25 \text{ м.}$$

$$= 2l \cdot S \text{ смесевой раздели-}$$

$$15 \cdot 0,102 \approx 38,4 \text{ м}^3.$$

ной смеси достаточно, сокращение количества бензине.

ельная перекачка с раз- нефтепродукта (совме- ажным из перекачивае- и они между собой).

токе нефтепродукта

ной пробки может слу- родукта, окрашенного кером), используемым



концентрация маркера  $\theta = 0$ :

$$\int_{1/2 L, \text{Re}^{0.5}}^{1/2 L, \text{Re}^{0.5}} e^{-\zeta^2} d\zeta.$$

ную концентрацию маркера в потоке  $\theta_0$ , то к концу трубы она уменьшится и будет

$$\int_{1/2 L, \text{Re}^{0.5}}^{\text{Re}^{0.5}} e^{-\zeta^2} d\zeta.$$

ная концентрация маркера в потоке, равна  $\theta_0$ . Маркированного объема в неравенству

$$\int_{\text{Re}^{0.5}}^{\text{Re}^{0.5}} e^{-\zeta^2} d\zeta. \quad (3.55)$$

ция  $\Phi(z) = \text{erf } z$ , называе-

$$e^{-\zeta^2} d\zeta.$$

таблицы, и найти ее значения. Если учесть, что

55) можно записать в бо-

$$\boxed{\frac{\theta}{\theta_0} \leq \Phi\left(\frac{l}{2L} \cdot \text{Re}^{0.5}\right)}. \quad (3.56)$$

Это неравенство служит для определения минимальной протяженности  $2l$  маркированного объема жидкости.

**Пример.** Пусть, например,  $K = 0,12 \text{ м}^2/\text{с}$ ,  $U = 1,358 \text{ м/с}$ ,  $L = 177 \text{ км}$  (см. п.3.13) и  $\theta_0/\theta = 0,33$ , т.е. концентрация маркирующего вещества в середине пробки должна понизиться не более чем в три раза. Определить минимальную длину маркера.

**Решение.** Вычисляем параметр  $\text{Re}^{0.5}$ :

$$\text{Re} = \frac{UL}{K} = \frac{1,358 \cdot 177000}{0,12} = 2003050; \quad \text{Re}^{0.5} \approx 1415,3.$$

По таблицам [32] находим значение аргумента  $z$ , для которого  $\Phi(z) = 0,33$ ; оно равно  $0,3$ . Тогда

$$z = \frac{l}{2L} \cdot \text{Re}^{0.5} \approx 0,3; \quad l = 0,6L \text{Re}^{0.5} = \frac{0,6 \cdot 177000}{1415,3} \approx 75 \text{ м}, \quad 2l = 150 \text{ м}.$$

Таким образом, минимальная длина маркера составляет  $150 \text{ м}$ .

Приближенное (несколько заниженное) значение минимально необходимой длины  $2l$  маркера получается из формулы (3.55), если подынтегральную функцию в правой части неравенства приближенно заменить единицей. Тогда

$$2l = 2\sqrt{\pi} \cdot L \cdot \frac{\theta}{\theta_0} \cdot \text{Re}^{-0.5}. \quad (3.57)$$

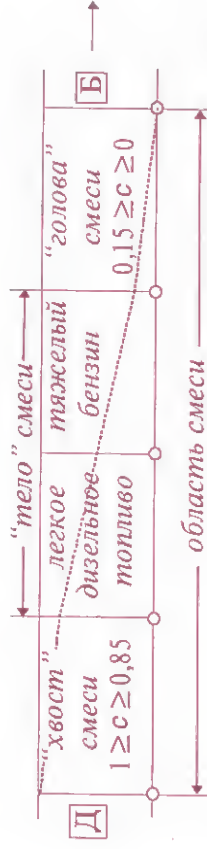


Рис. 24. Деление смеси на части перед раскладкой в пункте приема

Часть смеси, примыкающей к партии бензина, называемую обычно «головой» смеси, в которой концентрация бензина достаточно высока, не ниже 85%, с ходу направляют в резервуары с бензином.

Аналогично поступают с частью смеси, примыкающей к партии дизельного топлива. Эту часть называют «хвостом» смеси; в ней высока концентрация дизельного топлива, не ниже 85%. Эту часть смеси направляют с ходу в резервуары с дизельным топливом.

Оставшуюся нетоварную смесь, делят на две части: первую — обогащенную бензином, называют *легким дизельным топливом*, вторую — обогащенную дизельным топливом — *тяжелым бензином*. Каждую из двух частей направляют в отдельные резервуары, называемыми *смесевыми*. По мере поступления нефтепродуктов в соответствии с имеющимся у них запасом качества обе части нетоварной смеси понемногу добавляют в резервуары с качественными нефтепродуктами.

На практике составляют специальные *карты раскладки* смеси, позволяющие определить, какое количество смеси можно добавить в тот или иной резервуар. В частности, с помощью таких карт можно определить концентрации и моменты отсечки головы и хвоста смеси, чтобы в тот или иной резервуар попало не большее, чем допустимо, количество смеси.

примере осуществлять не  
нной формуле (3.57), то  
133 м.

смеси

личество смеси, образу-  
довательной перекачки  
е умноженное на число  
пительную цифру. По-  
зации полученной сме-  
рос о смеси нефтепро-  
и типам моторных топ-  
изельных топлив.

ии перекачки можно  
щую переработку. Од-  
не только нерентабель-  
ческим причинам. По-  
так и за рубежом уста-  
рой смесь нефтепродук-  
рвательной перекачке,  
шивают к перекачивае-  
для этого необходимо  
ых» нефтепродуктов с  
а, чтобы добавление к  
рварные свойства пере-  
авления смеси к нефте-  
качке, называется *рас-*

но делят область смеси  
(Б) в пункте раскладки.



концентрации одних  
в других

исходным нефтепродуктам  
допустимые концентрации

более важных показателей  
метр, характеризующий  
) — температура конца  
и которой при заданном  
андартных размеров вы-  
бензина. Для летних сортов  
чения составляет, согласо-  
них, предназначенных для  
я года, она ниже и равна  
конца кипения бензина,  
водородных фракций, тем  
т по этому параметру. На-  
кипения зимнего бензина  
нной ГОСТом 185 °С), это  
изина составляет 5 °С. От  
дизельного топлива, состоя-  
ых углеводородных фрак-  
бензина повышается.

рактичным показателем  
ая температура вспышки  
которой дизельное топ-  
лет вспыхивать при нор-  
1. Согласно ГОСТ 305-82,  
их сортов дизельного топ-  
и 62 °С. Если для данной  
емпература вспышки  $T_v$   
го говорят, что данное ди-

зельное топливо имеет запас качества по температуре  
вспышки. При добавлении к дизельному топливу приме-  
си бензина температура вспышки снижается и качество  
дизельного топлива ухудшается.

Воспроизводимость опытов по измерению температур  
конца кипения бензина и вспышки дизельного топлива  
установлена в 3 °С.

Если бензины и дизельные топлива имеют запасы ка-  
чества, то к ним можно добавлять некоторое количество  
смеси. Для расчета предельно допустимых концентраций  
одного нефтепродукта в другом можно использовать сле-  
дующие формулы.

Предельно допустимая концентрация дизельного топ-  
лива в бензине

$$\theta_{д/б} = \frac{(T_{к.к}^0 - T_{к.к})(T_{к.к}^0 + T_{к.к} - 248)}{28 \cdot (\rho_d - 753)} \% \quad (3.58)$$

Здесь  $T_{к.к}^0$  — температура конца кипения бензина, уста-  
новленная ГОСТом (°С);  $T_{к.к}$  — истинная температура кон-  
ца кипения бензина (°С);  $\rho_d$  — плотность дизельного топ-  
лива при температуре +20 °С (кг/м³) [4].

**Пример 1.** Определить предельно допустимую концент-  
рацию  $\theta_{д/б}$  дизельного топлива  $\rho_d = 830$  кг/м³ в бензине (зим-  
нем), если температура конца его кипения по ГОСТ  
 $T_{к.к}^0 = 185^\circ\text{C}$ , а фактическая —  $T_{к.к} = 182^\circ\text{C}$ , т.е. запас каче-  
ства составляет 3 °С.

**Решение.** По формуле (3.58) находим:

$$\theta_{д/б} = \frac{(185 - 182)(185 + 182 - 248)}{28 \cdot (830 - 753)} \approx 0,166\%.$$

льно допустимую концентрацию  $\rho_a = 830 \text{ кг/м}^3$  в бензине (летуча его кипения по ГОСТу  $T_{\text{к.к.}} = 192^\circ \text{C}$ , т.е. запас качества

находим:

$$\frac{92 - 248}{53} \approx 0,193\%.$$

стимой концентрации  $\theta_{\text{д/б}}$  можно использовать формулу

$$\lg \frac{T_{\text{б}}}{T_{\text{г}}}, \quad (3.59)$$

пышки дизельного топлива);  $T_{\text{г}}$  — фактическая температура

льно допустимую концентрацию топлива, если температура  $40^\circ \text{C}$ , а фактическая — составляет  $3^\circ \text{C}$ .

находим:

$$\frac{3}{53} \approx 0,364\%.$$

льно допустимую концентрацию топлива, если температура  $62^\circ \text{C}$ , а фактическая — составляет  $3^\circ \text{C}$ .

**Решение.** По формуле (3.58) находим:

$$\theta_{\text{б/д}} = \frac{1135}{65 + 55} \cdot \lg \frac{65}{62} \approx 0,194\%.$$

Ниже мы будем ориентироваться на значения предельно допустимых концентраций  $\theta_{\text{д/б}}$  дизельного топлива в бензине и  $\theta_{\text{б/д}}$  бензина в дизельном топливе, которые равны соответственно:

$$\theta_{\text{д/б}} = 0,17\% \text{ и } \theta_{\text{б/д}} = 0,20\%.$$

При последовательной перекачке двух сортов бензина предельно допустимая концентрация  $\theta_{1/2}$  одного из них в другом может быть рассчитана по предельно допустимому отклонению  $\Delta O$  октанового числа смеси от номинального. При этом октановое число смеси двух бензинов пропорционально концентрации одного из них в смеси

$$\theta_{1/2} = \frac{\Delta O}{O_2 - O_1} \cdot 100\%. \quad (3.61)$$

**Пример.** Октановое число автомобильного бензина А-76 равно 76. Октановое число автомобильного бензина Аи-92 равно 87. Определить предельно допустимую концентрацию бензина А-76 в бензине Аи-92 такую, чтобы отклонение октанового числа не превысило 0,5.

**Решение.**

$$\theta_{1/2} = \frac{0,5}{87 - 76} \cdot 100 = 4,55\%.$$



чке двух дизельных топ-  
ры  $c_1$  и  $c_2$  предельно до-  
из них во втором опре-  
ем  $\theta_{1/2}$  этого содержания

00% (3.62)

допустимую концентрацию серы 0,5% в ди-  
 оксиде серы 0,2%, исходя из усло-  
 вий, последнее изменилось не бо-

$\approx 3.33\%$

## ВЛИЯНИЕ ОБЪЕМА ПАРТИЙ

ющейся в зонах контактов, емых нефтепродуктов, концентрации одного нефтепродукта, а также представить вопрос о минимальных количествах нефтепродуктов, объемы которых не требуются для раскладки всей смеси. При этом последовательную у партий дизельного топлива обозначим  $V_{д.б.}$

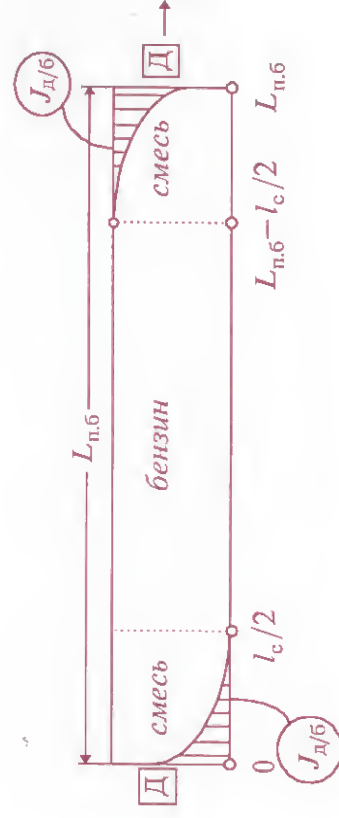


Рис. 25. К расчету минимально допустимого объема партий

( $L_{\text{п.6}}$  — длина партии бензина). В начале и конце партии бензина образуется ее смесь с дизельным топливом. Объем этой смеси обозначим  $V_c$ . Если мы не хотим допустить пересортицу нефтепродуктов, то во всяком случае должны сохранить объем  $V_{\text{п.6}}$  партии бензина неизменным. Для этого половину  $V_c/2$  смеси в *голове* партии и половину  $V_c/2$  смеси в хвосте партии нужно добавить к бензину. При этом в бензиновую партию попадет некоторое количество  $2J_{\text{п.6}}$  примеси дизельного топлива, где  $J_{\text{п.6}}$  выражается согласно равенству (3.50) через объем обла- сти смеси:

$$J_{9/5} = 0.8580$$

Вычислим концентрацию  $\theta_d$  дизельного топлива в партии бензина:

$$\theta_{\pi} = \frac{2 \cdot J_{n/6}}{V_{n/6}} = \frac{2 \cdot J_{n/6}}{V_c} \cdot \frac{V_c}{V_{n/6}} = 2 \cdot 0,0858 \cdot \frac{V_c}{V_{n/6}} \approx 0,172 \cdot \frac{V_c}{V_{n/6}}. \quad (3.63)$$

объем  $V_{п.б}$  партии бензи-  
примеси дизельного топ-  
добавлении к нему смеси  
дельно допустимая кон-  
в данном бензине равна  
к перекачке объемом  $V_{п.б}$   
венством

$\theta_{д/б}$ ,

ина, допустимая к пере-  
опливам, должна иметь  
нству

$$\boxed{\frac{72}{\sqrt[4]{6}} \cdot V_c} \quad (3.64)$$

дельного топлива, допус-  
бензином, должна иметь  
нству

$$\boxed{\frac{72}{\sqrt[4]{4}} \cdot V_c} \quad (3.65)$$

нимальные запасы каче-  
одуктов, 3 °С (см. 3.60),  
ых к перекачке партий

$$\approx 85 \cdot V_c, \quad (3.66)$$

**Пример 1.** При перекачке летнего бензина ( $T_{к.к}^o = 195^o \text{ C}$ ) и дизельного топлива ( $\rho_d = 830 \text{ кг/м}^3$ ) в трубопроводе обра-  
зуется 350 м<sup>3</sup> смеси. Бензин имеет запас качества по темпе-  
ратуре конца кипения 8 °С. Определить минимально воз-  
можный объем  $V_{мин.д}$  партии этого бензина, допустимой к  
перекачке в контакте с дизельным топливом.

**Решение.** Сначала по формуле (3.58) определяем пре-  
дельно допустимую концентрацию  $\theta_{д/б}$  дизельного топ-  
лива в данном бензине:

$$\theta_{д/б} = \frac{(195 - 187)(195 + 187 - 248)}{28 \cdot (830 - 753)} \approx 0,497\%.$$

Затем по формуле (3.64) находим минимальный объем  
партии бензина:

$$V_{мин.д} = \frac{0,172}{0,00497} \cdot 350 \approx 12113 \text{ м}^3.$$

**Пример 2.** При перекачке дизельного топлива ( $T_a^o = 40^o \text{ C}$ ) и бензина в трубопроводе образуется 350 м<sup>3</sup> смеси. Дизель-  
ное топливо имеет запас качества по температуре вспыш-  
ки 8 °С. Определить минимально возможный объем  $V_{мин.д}$   
партии этого дизельного топлива, допустимой к перекачке  
в контакте с бензином.

**Решение.** Сначала по формуле (3.59) определяем пре-  
дельно допустимую концентрацию  $\theta_{б/д}$  бензина в данном  
дизельном топливе:

$$\theta_{б/д} = \frac{1135}{48 + 55} \cdot \lg \frac{48}{40} \approx 0,873\%.$$



да в конце трубопровода имеется следующий ресурс нефтепродуктов:  $G_1\xi_1, G_2\xi_2, \dots, G_n\xi_n$ .

Раскладку образующейся смеси осуществляют, как правило, не во всех нефтепродуктах. Из этого процесса исключают высокооктановый бензин, авиакеросин, экспортные сорта некоторых топлив. Если ввести коэффициенты  $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$ , показывающие, какую долю каждого нефтепродукта можно использовать для раскладки в нем смеси, то ресурс нефтепродуктов для раскладки смеси выглядит так:  $\beta_1\xi_1G_1, \beta_2\xi_2G_2, \dots, \beta_n\xi_nG_n$ . При этом некоторые из коэффициентов  $\beta$  могут быть равными нулю.

Объемы  $V_{\min, n1}, V_{\min, n2}, \dots, V_{\min, nn}$  минимально допустимых партий первого, второго, ...,  $n$ -го нефтепродуктов, соответственно, достаточные для раскладки всего объема образовавшейся смеси, рассчитывают по правилам, изложенным в предыдущем параграфе, поэтому, зная их величины и ресурсы нефтепродуктов, в которых можно производить раскладку смеси, легко найти *максимально возможное* годовое число  $N$  циклов перекачки:

$$N = \min \left\{ \frac{\beta_1 \xi_1 G_1}{\rho_1 V_{\min, n1}}, \frac{\beta_2 \xi_2 G_2}{\rho_2 V_{\min, n2}}, \dots, \frac{\beta_n \xi_n G_n}{\rho_n V_{\min, nn}} \right\}. \quad (3.68)$$

Так, например, если речь идет о перекачке бензина и дизельного топлива с минимальными запасами качества в  $3^\circ\text{C}$ , то согласно формулам (3.66) имеем:

$$N = \min \left\{ \frac{\beta_6 \xi_6 G_6}{100 \rho_6 V_c}, \frac{\beta_d \xi_d G_d}{85 \rho_d V_c} \right\}. \quad (3.69)$$

цим минимальный объем

$0 \approx 6896 \text{ м}^3$ .

## циклов последовательной продуктов

цикла перекачки или ее замени между началом за- ий нефтепродуктов, формулами п. 2.2, и началом их же партий. Например, иваются только бензины ижительность цикла рав- закачки всех сортов бен- ачки всех сортов дизель-

екачки связано с продол- ки формулой

$$) \quad (3.67)$$

число часов годовой ра- 50 сут).

грузопотоки первого, вто- д, а  $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_n$  — доли этих одят к концу трубопрово- образующихся смесей. Тог-

### 3.19. Расчет необходимой вместимости резервуарного парка

Вместимость резервуарного парка, необходимого для обеспечения технологического процесса последовательной перекачки, определяется производительностью нефтепродуктопровода, номенклатурой транспортируемых нефтепродуктов и годовым числом циклов перекачки.

В соответствии с самой сущностью технологии последовательной перекачки резервуарный парк головного, конечного или промежуточных объектов нефтепродуктопровода должен быть таким, чтобы обеспечивать накопление одних нефтепродуктов, пока другие закачиваются в трубопровод. Очевидно, что чем больше годовое число циклов перекачки, тем меньше требуется резервуарной емкости, поэтому, казалось бы, нужно увеличивать число циклов перекачки. Однако, чем больше циклов перекачки, тем больше общий объем образующейся смеси и тем больше должны быть партии нефтепродуктов, необходимые для ее раскладки.

Определим вместимость резервуарного парка, например, на головной перекачивающей станции (ГПС). Пусть  $\Omega_k$  ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) — скорость поступления  $k$ -го нефтепродукта в резервуары ГПС, а  $Q$  ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) — скорость его откачки трубопроводом. Обозначим также искомую вместимость резервуарного парка ГПС для данного нефтепродукта через  $V_k$  ( $\text{м}^3$ ).

Анализ начнем с момента, когда резервуарный парк заполнен  $k$ -м нефтепродуктом и начинается закачка последнего в трубопровод. Поскольку отбор нефтепродукта из резервуаров ведется с расходом  $Q$  и в то же время резервуары пополняются с расходом  $\Omega_k$ , то время, за кото-

рой перекачке бензина  
лива ( $\rho_a = 835 \text{ кг/м}^3$ ) по  
шим диаметром 514 мм и  
в в одном контакте обра-  
ты имеют минимальный  
туре конца кипения (для  
для дизельного топлива).  
ное годовое число циклов  
екачивают  $1,5 \cdot 10^6$  т бен-  
, причем из-за путевого  
одит 85% бензина и 75%  
ся, что весь бензин и все  
ия раскладки смеси.

ици имеем:  $\xi_6 = 0,85$ ;

рдим:

$$\frac{10^6 \cdot 10^3}{1,530} = 32,5;$$

$$\frac{0^6 \cdot 10^3}{530} = 59,8.$$

ляем  $N$  — максимально  
перекачки:

$$2,5; 59,8\} = 32.$$



На практике, однако, в полученную формулу вводят поправочный коэффициент  $\kappa$ , учитывающий неравномерность работы нефтепродуктопровода, а также коэффициент  $\eta_k$ , учитывающий неполноту использования резервуарной емкости с  $k$ -м нефтепродуктом. Поэтому формула для вместимости  $V_k$  части резервуарного парка, предназначенной для  $k$ -го нефтепродукта, приобретает вид

$$V_k = \frac{\kappa}{\eta_k N} \cdot \frac{G_k}{\rho_k} \left( 1 - \frac{G_k}{8400 \rho_k \cdot Q} \right),$$

а общая вместимость  $V_{г.с.п.}$  всего резервуарного парка ГПС находится суммированием по  $n$  (числу видов нефтепродуктов):

$$V_{г.с.п.} = \frac{\kappa}{N} \cdot \sum_{k=1}^{k=n} \frac{G_k}{\eta_k \cdot \rho_k} \cdot \left( 1 - \frac{G_k}{8400 \rho_k \cdot Q} \right). \quad (3.71)$$

Коэффициент  $\kappa$  принимается, как правило, равным 1,15 ÷ 1,30, а коэффициенты  $\eta_k = 0,80 \div 0,85$ .

Аналогично рассчитывается общая вместимость резервуарного парка конечного наливного пункта (КНП):

$$V_{к.н.п.} = \frac{\kappa}{N} \cdot \sum_{k=1}^{k=n} \frac{\xi_k \cdot G_k}{\eta_k \cdot \rho_k} \cdot \left( 1 - \frac{\xi_k \cdot G_k}{8400 \rho_k \cdot Q} \right), \quad (3.72)$$

где  $\xi_k \cdot G_k$  — масса  $k$ -го нефтепродукта, поступающего в конец трубопровода после путевых отборов.

*Пример. Определить общую вместимость резервуарного парка ГПС нефтепродуктопровода, перекачивающего ав-*

дуктом опорожняются, рав-  
времени  $[T - V_k / (Q - \Omega_k)]$   
нивают другие нефтепро-  
к-го нефтепродукта с ин-  
идностью следует равен-

$$- ) = V_k,$$

ение для  $V_k$ :

$$\left. - \frac{\Omega_k}{Q} \right\} \quad (3.70)$$

а суммарный объем  $k$ -го  
резервуарный парк ГПС  
бой объем партии этого  
но выразить через грузо-

$$\frac{\kappa}{N} \cdot$$

пления  $k$ -го нефтепродук-  
но представить через гру-  
озтому расчетный объем  
 $k$ -го нефтепродукта мо-  
рмулы

$$\frac{G_k}{8400 \rho_k \cdot Q} \cdot$$

(м³) в количестве  $1,5 \cdot 10^6$  т (= 840 кг/м³) в количестве тельностью 1000 м³/ч. Периодов в год. Коэффициентпродуктопровода при неполноты использования для дизельного топлива —

хходим:

$$\frac{1,5 \cdot 10^9}{400 \cdot 735 \cdot 1000} \Bigg] +$$

$$\Bigg] = 43623 + 61589 = 105212 \text{ м}^3.$$

$\rho_6 = 735 \text{ кг/м}^3$ ,  $v_6 = 0,6 \text{ сСт}$ )  $\text{м}^3$ ,  $v = 9 \text{ сСт}$ ) последовательностью 1000 м³/ч топроводу ( $L = 750 \text{ км}$ , Годовой объем перекачки, т, по дизельному топливу, по дизельным потребителям, отводами, забирают 0,5 нного топлива. Исходя из транспортируемых нефтепродуктов температура кипения и вязкости годовое количество вмести-

зервуарного парка ГПС. Принять, что коэффициенты неполноты использования резервуаров равны 0,82, а  $\kappa=1,2$ .

Ответ. 46; 127 тыс.м³.

2. Используя условия предыдущей задачи, определить, на сколько увеличилось бы годовое число циклов перекачки, а также на сколько снизилась бы необходимая вместимость резервуарного парка ГПС, если бы завод гарантировал запас качества по температуре конца кипения бензина не 3, а 6 °С, т.е. если бы бензин, поставляемый для перекачки, имел температуру конца кипения не 195 по ГОСТу, а 189 °С.

Ответ. С 46 до 91 цикла в год; с 127 до 64,2 тыс.м³.

3. По нефтепродуктопроводу ( $L = 180 \text{ км}$ ,  $D = 273 \text{ мм}$ ,  $\delta = 8 \text{ мм}$ ,  $\Delta = 0,3 \text{ мм}$ ) с расходом  $280 \text{ м}^3/\text{ч}$  перекачивают два сорта автомобильного бензина А-76 (в количестве 300 тыс.т в год) и Аи-92 (в количестве 100 тыс.т в год). Плотности и вязкости бензинов приблизительно одинаковы и равны  $735 \text{ кг/м}^3$  и  $0,6 \text{ сСт}$ . Октановые числа бензинов А-76 и Аи-92 (по исследовательскому методу) равны 76 и 87, соответственно. Определить максимально возможное годовое число циклов перекачки данных бензинов, если известно, что образующаяся смесь раскладывается поровну между партиями каждого сорта, причем изменение октанового числа каждого бензина от добавления смеси с другим бензином не должно превышать 0,1.

Ответ. 134.



#### 4.1. Гидравлическое описание работы участка нефтепродуктопровода при перекачке одного нефтепродукта

##### 4.1.1. Уравнение Бернулли

В основе гидравлического описания работы участка нефтепродуктопровода, по которому осуществляется перекачка только одного нефтепродукта (рис. 26), лежит хорошо известное уравнение Бернулли:

$$\left( \frac{p_1}{\rho g} + z_1 \right) - \left( \frac{p_2}{\rho g} + z_2 \right) = h_{r-2}, \quad (4.1)$$

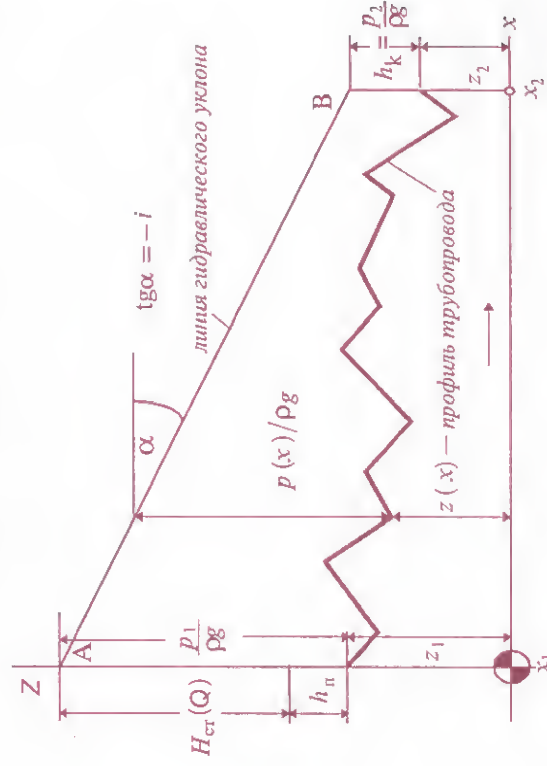


Рис. 26. К гидравлическому расчету участка нефтепродуктопровода

#### ТРУБОПРОВОДНОГО НЕФТЕПРОДУКТОВ

Вязкости трубопроводно-  
одуктов состоит в не-  
плотности и вязкости  
ели, например, бензи-  
560 кг/м³, то дизельные  
желей; плотность ди-  
0) кг/м³. Вязкости бен-  
±0,6 сСт, вязкости ди-  
льше; они составляют  
свойств перекачи-  
е сказываться на гид-  
стной (последователь-  
е продвижения партий  
плотностями и вязко-  
головной и промежу-  
такие неприятные яв-  
иasti напора, скачки  
укта на перекачиваю-  
ования режимов рабо-  
орода, ведущего пере-  
асос», требуется при-

ские аспекты перекач-  
цимися свойствами.

$$h_m = \sum_j \zeta_j \cdot \frac{U^2}{2g}, \quad (4.4)$$

в которой  $\zeta_j$  — коэффициенты местных сопротивлений, а суммирование осуществляется по всем таким сопротивлениям на участке 1-2. Иногда наличие местных сопротивлений в магистральном нефтепродуктопроводе учитывают огрубленно, полагая  $h_m = k \cdot h_z$ , где  $k$  — коэффициент, равный приблизительно 1,02-1,05.

Если учесть, что коэффициент  $\lambda$  гидравлического сопротивления зависит (через число Рейнольдса) от скорости перекачки и, значит, от производительности трубопровода, то уравнение Бернулли (4.1) с учетом формул (4.2) — (4.4), записанное в форме

$$\boxed{\frac{p_1 - p_2}{\rho g} + (z_1 - z_2) = \lambda \cdot \frac{L_{1-2}}{d} \cdot \frac{U^2}{2g} + \sum_j \zeta_j \cdot \frac{U^2}{2g}}, \quad (4.5)$$

является соотношением, связывающим давления в сечениях 1 и 2 со скоростью перекачки, а следовательно, и с ее расходом.

#### 4.1.2. Коэффициент гидравлического сопротивления

Для расчета коэффициента  $\lambda = \lambda(Re, \epsilon)$  гидравлического сопротивления можно использовать следующие формулы: если число Рейнольдса  $Re = Ud/\nu < 2320$ , то течение нефтепродукта — ламинарное и

ениях  $x_1, x_2$  нефтепродукта — высотные отметки этих на участке  $[x_1, x_2]$  трубопровода;  $h_m$  — гидравлический напор в сечении, измеряется в метрах. ; 1-2 нефтепродуктопрово-

(4.2)

терей напора на трениеской энергии за счет сил жидкости друг о друга преодоление местных сопротивлений, задвижки и

ывают по формуле

$$\frac{U^2}{2g}, \quad (4.3)$$

- Вейсбаха. В этой формуле  $U = 4Q/\pi d^2$ ;  $d$  — диаметр;  $L_{1-2} = x_2 - x_1$  — длина трубопровода;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления

ывают по формуле



$$\lambda = 0,11 \cdot \epsilon^{1/4} \quad (\text{формула Шифринсона}). \quad (4.10)$$

**Пример 1.** Найти коэффициент гидравлического сопротивления и потери напора на трение при перекачке по трубопроводу с диаметром  $d = 0,361 \text{ м}$  ( $\Delta = 0,15 \text{ мм}$ ) и плотностью  $125 \text{ км дизельного топлива}$  ( $\rho_x = 840 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu = 9 \text{ сСт}$ ) с расходом  $400 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

**Решение.** Находим скорость перекачки и число Рейнольдса:

$$U = 4Q/S = 4 \cdot 400 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,361^2) \approx 1,086 \text{ м/с};$$

$$\text{Re} = Ud/\nu = 1,086 \cdot 0,361 / (9 \cdot 10^{-6}) \approx 43560.$$

Отсюда видно, что для вычисления  $\lambda$  следует воспользоваться формулой Блазиуса (4.8):

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{43560}} = 0,0219.$$

Наконец, по формуле (4.3) находим потери напора на трение на участке трубопровода:

$$h_t = 0,0219 \cdot \frac{125000}{0,361} \cdot \frac{1,086^2}{2 \cdot 9,81} = 455,8 \text{ м}.$$

Если перевести полученный результат в потери давления ( $\Delta p = \rho_x g h_t$ ), то они составят примерно  $38,3 \text{ атм}$ .

### 4.1.3. Гидравлический уклон

Прямая АВ, представляющая зависимость полного напора  $H$  от координаты  $x$  вдоль оси трубопровода:  $H(x) = z(x) + p(x)/\rho g$  (рис. 26), называется *линией гидравлического уклона*. Абсолютная величина тангенса угла ее наклона к горизонтالي называется гидравлическим уклоном:

$$-\frac{dH}{dx} = |\operatorname{tg} \alpha| = i = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{U^2}{2g}; \quad i = i(Q). \quad (4.11)$$

Величина  $1000 \cdot i$  дает падение напора в  $m$  на  $km$  пути. Так, например, гидравлический уклон  $i = 0,003$  означает падение напора 3 м на 1 км пути и т.д.

**Пример 1.** Определить гидравлический уклон участка нефтепродуктопровода ( $D = 377$  мм,  $\delta = 8$  мм,  $\Delta = 0,2$  мм), перекачивающего дизельное топливо ( $v = 11$  сСт) с расходом 500 м³/ч. Как изменится гидравлический уклон, если с тем же расходом по участку будут перекачивать бензин ( $v = 0,6$  сСт)?

**Решение.** Гидравлический уклон рассчитывается по формуле (4.11):

$$d = D - 2\delta = 0,377 - 0,016 = 0,361 \text{ м};$$

$$\epsilon = \Delta/d = 0,2/361 = 0,00055;$$

$$U = 4Q/\pi \cdot d^2 = 4 \cdot 500/(3600 \cdot 3,14 \cdot 0,361^2) \approx 1,358 \text{ м/с};$$

$$\operatorname{Re} = Ud/v = 1,358 \cdot 0,361/(11 \cdot 10^{-6}) \approx 44567;$$

т гидравлического сопротивления при перекачке по трубе ( $\Delta = 0,15$  мм) и  $\rho = 740 \text{ кг/м}^3$ ,  $v = 0,6$  сСт)

перекачки и число Рей-

$$(0,361^2) \approx 1,086 \text{ м/с};$$

$$6 \cdot 10^{-6}) \approx 653410.$$

ения  $\lambda$  следует воспользоваться формулой (4.10):

$$= 0,0157.$$

одим потери напора на участке:

$$\frac{66^2}{9,81} \approx 326,8 \text{ м}.$$

результат в потери давления при перекачке дизельного топлива



$$55 + 68/(44567)^{0.25} \approx 0,0235;$$

$$\frac{2}{11} \approx 0,00612,$$

воду перекачивали бен-  
по бы равно  $\approx 817000$ ,  
м на 1 км трубопровода.

#### нса напоров

и нагнетания перекачи-  
из трех составляющих

$$+ H_{\sigma}(Q),$$

напор в линии всасыва-  
нциальный напор стан-  
ии станции). Последний  
трубопровода  $Q$ . Он оп-  
-  $H$ ) -характеристиками  
акже характеристиками  
и.

да складывается из двух  
напора  $z_2$  и конечного

$$H_2 = z_2 + \frac{p_2}{\rho g} = z_2 + h_k.$$

Уравнение Бернулли (4.1), записанное для начального  
и конечного сечений трубопровода:

$$H_1 - H_2 = h_t + h_M,$$

$$[z_1 + h_n + H_{\sigma}(Q)] - [z_2 + h_k] = \lambda \cdot \frac{L_{1-2}}{d} \cdot \frac{U^2}{2g} + \sum_j \zeta_j \cdot \frac{U^2}{2g}$$

или

$$h_n + H_{\sigma}(Q) = h_k + (z_2 - z_1) + i(Q) \cdot L_{1-2} + \sum_j \zeta_j \cdot \frac{Q^2}{2g \cdot S^2}, \quad (4.12)$$

где  $S = \pi d^2/4$ , называется **уравнением баланса напоров** и  
служит для определения производительности  $Q$  (расхо-  
да) перекачки.

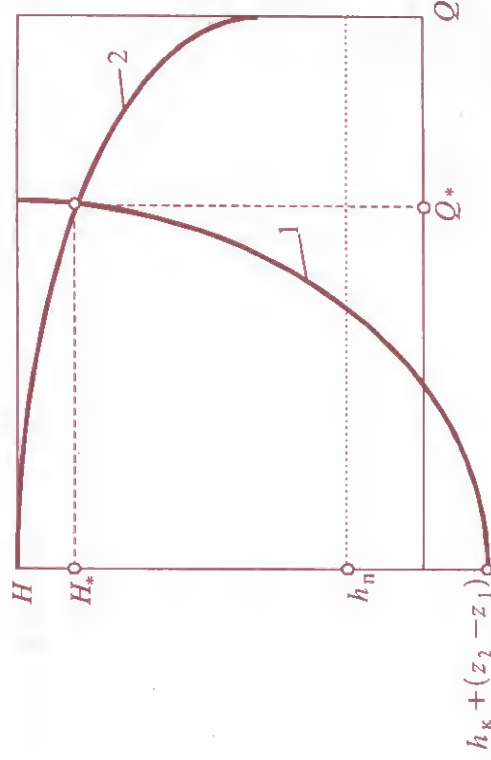


Рис. 27. Совмещенные  $(Q-H)$ -характеристики трубопровода (1)  
и перекачивающей станции (2)





и насосов

бежных насосов часто  
исимостью

(4.13)

а, а расход  $Q$  — в  $\text{м}^3/\text{ч}$ ,  
та  $a$  —  $\text{м}$ , а размерность

ктеристики центробеж-  
исимостью

(4.14)

ного действия насоса;  
нты аппроксимации.

ении насосов склады-  
<sup>2</sup> — характеристика пер-

кристика второго на-  
ельно включенных на-

(4.15)

сосов складываются рас-  
ристика первого насоса,  
орого насоса, то система  
ов имеет характеристику:

(4.16)

**Пример 1.** ( $Q - H$ ) — характеристика центробежного на-  
соса НМ 1250-260 с диаметром рабочего колеса 440 мм име-  
ет вид

$$H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

а другого насоса той же марки, но с диаметром рабочего  
колеса 465 мм — вид

$$H = 374 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

( $H$  — в  $\text{м}$ ,  $Q$  — в  $\text{м}^3/\text{ч}$ ). Какую характеристику будет иметь  
система этих двух насосов, соединенных последовательно?

**Решение.** Согласно (4.15) получаем:

$$H = (331 + 374) - 2 \cdot 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2 = 705 - 0,902 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2.$$

**Пример 2.** ( $Q - H$ ) — характеристика центробежного на-  
соса НМ 1250-260 с диаметром рабочего колеса 440 мм име-  
ет вид

$$H = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

а другого насоса той же марки, но с диаметром рабочего  
колеса 465 мм — вид

$$H = 374 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

( $H$  — в  $\text{м}$ ,  $Q$  — в  $\text{м}^3/\text{ч}$ ). Какую характеристику будет иметь  
система этих двух насосов, соединенных параллельно?

**Решение.** Согласно (4.16) получаем:

$$\sqrt{(331 - H)/0,451 \cdot 10^{-4}} + \sqrt{(374 - H)/0,451 \cdot 10^{-4}} = Q,$$

$$H = \left( \frac{440}{465} \right)^2 \cdot 369,7 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2 = 331 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2.$$

перекачки нефтепродуктов в изменении гидравлических. Как правило, изменены рабочего колеса (большого или меньшего) частоты вращения рабочего центробежного насоса его меняется. Если первоначально был  $D_0$ , а характеристика заменена рабочего колеса рабочего колеса характеристика

$$-b \cdot Q^2. \quad (4.17)$$

стика центробежного насоса рабочего колеса 465 мм име-

$$\cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

ктеристику будет иметь насос обточить до 440 мм?

4.17) новая характеристика

**Пример 2.**  $(Q - H)$ -характеристика центробежного насоса НМ 1250-260 с диаметром рабочего колеса 465 мм имеет вид

$$H = 369,7 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2,$$

( $H$  — в м,  $Q$  — в м<sup>3</sup>/ч). На сколько мм нужно обточить рабочее колесо насоса, чтобы при той же подаче (расходе) насос развивал напор на 40 м меньше?

**Решение.** Согласно формуле (4.17) имеем:

$$369,7 \cdot \left( \frac{D_1}{465} \right)^2 = 329,7,$$

откуда находим:  $D_1 \approx 439$  мм, т.е. нужна обточка колеса на 36 мм.

При изменении частоты вращения рабочего колеса центробежного насоса его  $(Q - H)$ -характеристика тоже изменяется. Если номинальная частота вращения рабочего колеса составляла  $n_0$  об/мин, а измененная частота вращения составляет —  $n$  об/мин, то рабочая характеристика центробежного насоса приобретает следующий вид:

$$H = a \cdot \left( \frac{n}{n_0} \right)^2 - b \cdot Q^2. \quad (4.18)$$

#### 4.2. Расчет нефтепродуктопровода с отводами

На участках магистральных нефтепродуктопроводов, как правило, бывают отводы. Эти отводы проложены к нефтебазам, тяготеющим к районам пролегания трубопровода, и предназначены для снабжения путевых потребителей различными видами моторных топлив. На участке нефтепродуктопровода может быть один или несколько отводов; протяженность отводов может составлять от нескольких сотен метров до нескольких десятков километров. Отводы делают, как правило, двухниточными (одна труба для бензина, другая — для дизельного топлива). Диаметры труб колеблются от 156 мм до 219 мм.

Отводы работают не постоянно, а включаются на тот промежуток времени, который достаточен, чтобы взять из магистрального трубопровода запланированное количество топлива. Постоянные включения и выключения отводов приводят к тому, что гидравлическая конфигурация нефтепродуктопровода постоянно меняется в зависимости от того, работают или не работают отводы, а если работают, то в каком сочетании.

Пусть на участке нефтепродуктопровода имеется  $n$  отводов. Обозначая каждый из возможных вариантов включения отводов посредством  $n$ -мерного вектора, состоящего из единиц и нулей, например  $(1,0,0,1,1,0)$ , где 1 означает, что соответствующий отвод включен, а 0 — что он выключен, можно установить что сумма всех возможных вариантов равна  $2^n$ :

$$C_n^0 + C_n^1 + C_n^2 + \dots + C_n^n = 2^n.$$

Здесь  $C_n^i$  — число сочетаний из  $n$  по  $i$ , т.е. число спосо-

тика центробежного на-  
вращения вала ротора

$$)^{-4} \cdot Q^2,$$

теристику будет иметь  
ения вала его ротора сни-

18) новая характери-

$$= 288,3 - 0,451 \cdot 10^{-4} \cdot Q^2.$$

тика центробежного на-  
вращения вала ротора

$$)^{-4} \cdot Q^2,$$

нужно увеличить число  
ной же подаче повысить

18) имеем:

$$351,$$

. всего на 3%.



построить  $(Q - H)$ -характеристику участка  $AE$  трубопровода. Иными словами, требуется построить зависимость  $H_A(Q_A)$  напора  $H_A$  от расхода  $Q_A$  в начале участка нефтепродуктопровода. При этом предполагаются известные: длины и диаметры всех трубопроводов, профили трубопроводов, а также напоры в конце  $E$  магистральной части участка и всех отводов.

Расчет начинается с конца  $E$  участка нефтепродуктопровода. Обозначим расход в конце участка через  $Q_k$ , а расходы в отводах, соответственно —  $q_1, q_2, q_3$ ; тогда расходы во всех звеньях трубопровода станут известны. В частности, расход  $Q_A$  в начале участка трубопровода будет равен  $Q_k + q_1 + q_2 + q_3$ .

1. По известному расходу  $Q_k$  находим скорость  $u_{DE}$  на отрезке  $DE$  трубопровода:

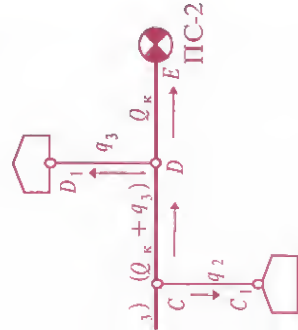
$$u_{DE} = \frac{4Q_k}{\pi \cdot d_0^2}.$$

2. По известной скорости  $u_{DE}$  рассчитываем число  $Re_{DE} = u_{DE} \cdot d_0 / \nu$ , коэффициент  $\lambda_{DE}$  гидравлического сопротивления, потери напора  $h_{DE}$  на участке  $DE$  и, наконец, напор  $H_D = H_E + h_{DE}$  в начале  $D$  третьего отвода.

3. По разности напоров  $H_D - H_{D_1}$  в начале и конце третьего отвода рассчитываем расход  $q_3$  в третьем отводе. Для этого решаем уравнение

$$H_D - H_{D_1} = \lambda(u_3) \cdot \frac{l_3}{d_{03}} \cdot \frac{u_3^2}{2g} \Rightarrow u_3 \Rightarrow q_3 = u_3 \cdot \frac{\pi \cdot d_{03}^2}{4}.$$

1,1,1).



нефтепродуктопровода

6 способов их включения, что каждому вает своя собственная настка, поэтому вмес- и участка существует едовательно, 2<sup>н</sup> рабо- ского расчета участка . Для определенности (с. 28). Цель расчета —

$Q_{CD} = Q_k + q_3$  на участке

рость  $u_{CD}$  и далее:  $Re_{CD}$ ,  
 $H_C = H_D + h_{CD}$ .

$I_{C_1}$  в начале и конце вто-  
д  $q_2$  во втором отводе.

$$u_2 \Rightarrow q_2 = u_2 \cdot \frac{\pi \cdot d_{02}^2}{4}.$$

$I_{BC} = Q_k + q_3 + q_2$  на участ-

рость  $u_{BC}$  и далее:  $Re_{BC}$ ,

$$H_B = H_C + h_{BC}.$$

$I_{B_1}$  в начале и конце пер-  
д  $q_1$  в первом отводе.

$$u_1 \Rightarrow q_1 = u_1 \cdot \frac{\pi \cdot d_{01}^2}{4}.$$

$I_A = Q_k + q_3 + q_2 + q_1$  на уча-

рость  $u_{AB}$  и далее:  $Re_{AB}$ ,

$$H_A = H_B + h_{AB}.$$

стка трубопровода ста-

новятся известными напор  $H_A$  и расход  $Q_A$ , а также соот-  
ветствующие им значения расходов нефтепродукта в от-  
воде.

Повторяя всю цепочку расчетов для другого значения  
 $Q_k$  расхода в конце участка трубопровода, получаем но-  
вую пару значений  $(H_A, Q_A)$  напора и расхода в начале  
участка. В результате строится  $(Q-H)$ -характеристика  
участка трубопровода с тремя работающими отводами  
(рис. 29, жирная кривая).

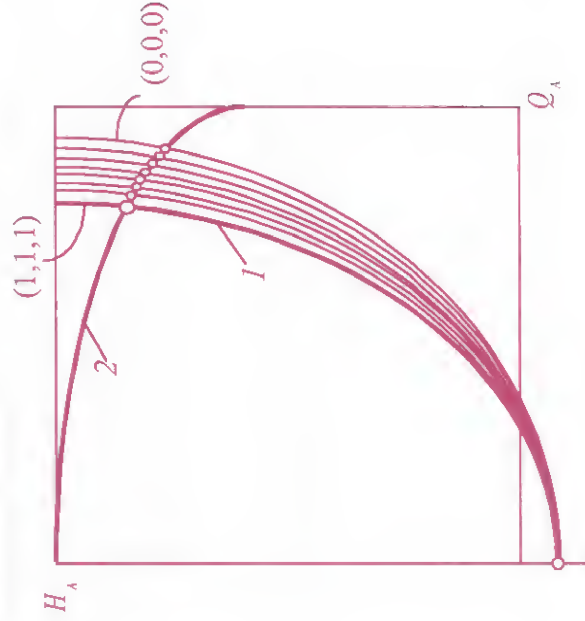


Рис. 29. Совмещенные  $(Q-H)$ -характеристики участка нефтепро-  
дуктопровода с тремя отводами: 1 – участка трубопровода;  
2 – перекачивающей станции

Аналогично строятся  $(Q-H)$ -характеристики остальных 7 вариантов работы участка нефтепродуктопрово-  
да с другим сочетанием работающих и неработающих

которое после подстановки в него исходных данных дает:

$$\frac{(4,5-0,5) \cdot 10^6}{845 \cdot 9,81} + (120-50) = \frac{125000}{0,363 \cdot 2 \cdot 9,81} \cdot \lambda \cdot U^2.$$

Отсюда находим, что  $\lambda \cdot U^2 \cong 0,0315$ ,  $U \cong 1,185$  м/с, или  $Q = 441,3$  м³/ч.

Если отвод будет включен, то на участке  $AC$  расход увеличится, а на участке  $CB$  — уменьшится, поэтому выбираем в качестве первого приближения для расчета  $Q_b = 400$  м³/ч.

Расчеты первого приближения имеют вид:

$$Q_b = 400 \text{ м}^3/\text{ч} \Rightarrow U \cong 1,0742 \text{ м/с} \Rightarrow Re = 35449 \Rightarrow$$

$$\lambda = 0,0231 \Rightarrow h_{CB} \Rightarrow 318,1 \text{ м} \Rightarrow H_C = 120 + 318,1 = 438,1 \text{ м};$$

$$H_{C_1} = 90 + \frac{0,2 \cdot 10^6}{845 \cdot 9,81} = 114,1 \text{ м}.$$

Расход в отводе находится как решение уравнения

$$H_C - H_{C_1} = \lambda_0 \cdot \frac{l_0}{d_0} \cdot \frac{u_0^2}{2 \cdot g}; \quad 438,1 - 114,1 = \frac{8000}{0,144 \cdot 19,62} \cdot \lambda_0 u_0^2;$$

$$\lambda_0 u_0^2 = 0,114.$$

$$u_0 = 2,157 \text{ м/с} (\lambda_0 = 0,0245); \quad q_0 = 126,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расход  $Q_4$  находится как сумма расхода  $Q_b$  и расхода  $q_0$  в отводе, т.е.  $526,4$  м³/ч. Скорость  $U_{AC} = 4 Q_4 / (\pi \cdot d_0^2) =$

$$= \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{U^2}{2g},$$

-характеристикой перемещают найти 8 рабочих которых может работать данная процедура расчетной программе для

нефтепровода ( $L = 125$  км, перекачивают дизельное топливо). На 40-м километре соединен отвод ( $l_0 = 8$  км, рис. 30). Давления в начале равны 4,5 и 0,5 МПа, соответственно составляет 0,2



нефтепровода

итого, то расход дизельного топлива определялся реше-



Расход  $Q_A$  находится как сумма расхода  $Q_B$  и расхода  $q_0$  в отводе, т.е.  $462,9 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Скорость

$$U_{AC} = 4Q_A / (\pi \cdot d_0^2) = 4 \cdot 462,9 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,363^2) = 1,2431 \text{ м/с}$$

$$\Rightarrow \lambda_{AC} = 0,0222 \Rightarrow h_{AC} = 0,0222 \cdot \frac{40000}{0,363} \cdot \frac{1,2431^2}{2 \cdot 9,81} = 192,7 \text{ м};$$

$$H_A = H_C + h_{AC} = 371 + 192,7 = 563,7 \text{ м},$$

$$p_1 = \rho_d \cdot g \cdot H_A = 845 \cdot 9,81 \cdot 563,7 = 4672763, \text{ или } 4,67 \text{ МПа.}$$

Таким образом, по расчетам второго приближения давление в начале трубопровода равно  $4,67 \text{ МПа}$ , что всего на  $0,17 \text{ МПа}$  больше, чем то, которое дано в условии задачи. Следовательно, расход в точке В должен быть еще раз уменьшен.

Расчеты третьего приближения, аналогичные выполненным выше, дают для расхода  $q_0$  в отводе значение  $110 \text{ м}^3/\text{ч}$ , а для расхода  $Q_A - 450 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

#### 4.3. Гидравлическое описание работы участка нефтепродуктопровода при вытеснении одного нефтепродукта другим

##### 4.3.1. Обобщенное уравнение Бернулли

Если на участке нефтепродуктопровода (рис. 31) происходит вытеснение одного нефтепродукта другим, а плотности и вязкости жидкостей отличаются друг от друга, то уравнение Бернулли в прежнем виде (4.1) неприменимо.

$$= 1,4136 \text{ м/с}$$

$$0,0014136^2 = 241,3 \text{ м};$$

$$53 \cdot 2 \cdot 9,81$$

$$,3 = 679,4 \text{ м};$$

$$4 = 5631852,3,$$

второго приближения  
вно  $5,63 \text{ МПа}$ . Одна-  
ловии задачи, т.е.  $4,5$   
точке В должен быть  
ближения полагаем

меют вид:

$$= 31017 \Rightarrow \lambda = 0,0238$$

$$= 371 \text{ м};$$

$$= 114,1 \text{ м.}$$

ешение уравнения

$$= \frac{8000}{0,144 \cdot 19,62} \cdot \lambda_0 u_0^2;$$

$$25); q_0 = 112,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

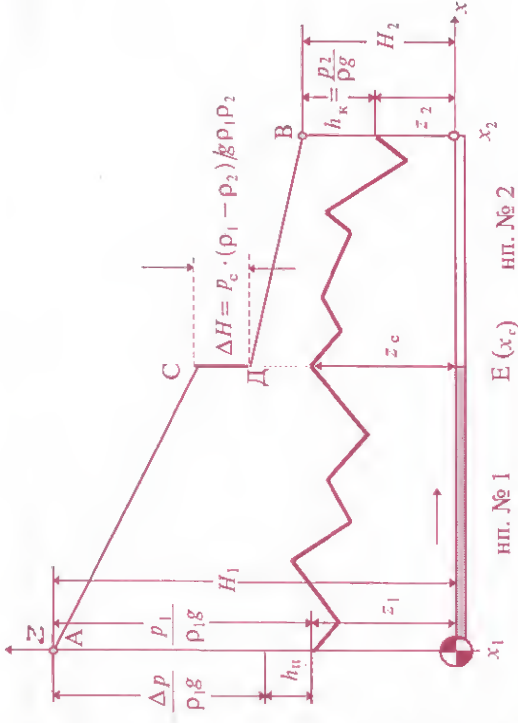


Рис. 31. К гидравлическому расчету участка нефтепровода при вытеснении одного нефтепродукта другим

$$\left( \frac{p_1}{\rho_1 g} + z_1 \right) - \left( \frac{p_2}{\rho_2 g} + z_2 \right) = p_c \cdot \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g} + h_{1-c} + h_{c-2}. \quad (4.21)$$

В пренебрежении потерями напора на местных сопротивлениях величины  $h_{1-c}$  и  $h_{c-2}$  обозначают здесь потери напора на участках  $(x_1, x_c)$  и  $(x_c, x_2)$ , соответственно:

$$h_{1-c} = \lambda_1 \cdot \frac{L_{1-c}}{d} \cdot \frac{U^2}{2g}, \quad h_{c-2} = \lambda_2 \cdot \frac{L_{c-2}}{d} \cdot \frac{U^2}{2g};$$

$L_{1-c}; L_{c-2}$  — протяженности этих участков.

Уравнение (4.20) служит для определения скорости  $U$  перекачки, а уравнение (4.21) — для определения давления  $p_c$  в месте контакта нефтепродуктов.

нения нефтепродуктов  
ренебрегая протяженно-  
уравнения Бернулли для  
орода, занятых соответ-  
продуктами:

$$z_c \Big) = h_{1-c}, \quad (4.19)$$

$$z_2 \Big) = h_{c-2}.$$

продуктов;  $h_{1-c}; h_{c-2}$  — по-  
х первым и вторым неф-  
— высотная отметка про-  
акта партий.

давление  $p_c$  в месте кон-  
ное уравнение Бернулли

$$\left( \frac{p_2}{\rho_2 g} + z_2 \right) = \left( \frac{p_1}{\rho_1 g} + z_1 \right) - h_{1-c} - h_{c-2} \quad (4.20)$$

ний (3.19) высотную от-  
внение:

ниями. Сначала полагаем  $\lambda_6 = 0,017$ ,  $\lambda_n = 0,020$ . Тогда из уравнения находим:  $U = 1,651$  м/с.

$$\text{Re}_6 = 1414357, \text{Re}_n = 94290; \lambda_6 = 0,11 \cdot \sqrt[4]{\varepsilon} = 0,11 \cdot \sqrt[4]{0,00049} = 0,0163; \lambda_n = 0,11 \cdot \sqrt[4]{0,00049 + 68/94290} = 0,0205.$$

Ограничиваясь вторым приближением, получаем:

$$U^2 \cdot (7,02 \cdot 0,0205 + 13,31 \cdot 0,0163) = 1, \quad U = 1,665 \text{ м/с};$$

$$Q = U \cdot S = 0,3453 \text{ м}^3/\text{с},$$

или 1243 м<sup>3</sup>/ч.

#### 4.3.2. Скачки напора

Уравнения (4.20) и (4.21) можно записать в терминах напоров:

$$\rho_1 H_1 - \rho_2 H_2 = (\rho_1 - \rho_2) \cdot z_c + \rho_1 h_{1-c} + \rho_2 h_{c-2}, \quad (4.22)$$

$$H_1 - H_2 = p_c \cdot \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g} + h_{1-c} + h_{c-2}.$$

Из второго уравнения следует, что разность напоров  $(H_1 - H_2)$  между началом и концом трубопровода *не равна сумме гидравлических потерь* на участках, занятых первым и вторым нефтепродуктами; она содержит еще одно слагаемое, обусловленное разностью плотностей перемешиваемых нефтепродуктов. Это означает, что напор  $H(x)$ , представляемый линией АСДВ гидравлического уклона, *не является непрерывным*; в месте контакта нефтепродук-

ктпровода ( $L = 125$  км, дается перекачка дизель- бензина и бензина что давление на выходе производительность контакта между вытесняемым бензином начисленные отметки начисленно, а зоны Давление в конце участка Принять, что самотечные, а потерями в местных

уравнение (4.20).  
ые, получаем:

$$+120) = (840 - 750) \cdot 80 +$$

$$\left( \lambda_6 \frac{85000}{0,514} \cdot \frac{U^2}{2 \cdot 9,81} \right)$$

$$) = 1.$$

зательными приближе-



**Решение.** Находим гидравлический уклон  $i$  в области, занятой бензином:

$$d = 0,377 - 2 \cdot 0,007 = 0,363 \text{ мм}; \quad \varepsilon = 0,2/363 = 0,00055;$$

$$U = 4 \cdot 500 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,363^2) = 1,34 \text{ м/с};$$

$$\text{Re} = 134 \cdot 0,363 / (0,6 \cdot 10^{-6}) \approx 810700;$$

$$\lambda_{\text{г}} = 0,11 \cdot (0,00055 + 68/810700)^{0,25} = 0,0175;$$

$$i = 0,0175 \cdot \frac{1}{0,363} \cdot \frac{1,34^2}{2 \cdot 9,81} = 0,004412.$$

Вычисляем потери напора  $h_{0-30}$  на первых 30 км трубопровода:

$$h_{0-30} = i \cdot 30000 = 132,4 \text{ м}.$$

Следовательно, напор  $H_{\text{с.б}}$  в месте контакта нефтепродуктов, рассчитанный по бензину, равен:

$$H_{\text{с.б}} = H_1 - h_{0-30} = \frac{4,5 \cdot 10^6}{730 \cdot 9,81} - 132,4 \approx 496 \text{ м},$$

а давление  $p_{\text{с}}$  в этом месте:

$$\rho_{\text{б}} \cdot g \cdot H_{\text{с.б}} = 730 \cdot 9,81 \cdot 496 \approx 3,552 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

31). Величина  $\Delta H$  этого

$$\frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g}, \quad (4.23)$$

$= \rho_2$ , т.е. плотности неф-

м уменьшается), если продукт, например бен-

м увеличивается), если продукт, например дизель-

продукта (L = 100 км, перекачивают последователно, что в некоторый момент находится на 30-м км, известное топливо. Известно, что, а давление  $p_1$  в начале участка горючего, определить скачок давления.

### 4.3.3. Уравнение баланса давлений

Напор  $H_1$  в линии нагнетания перекачивающей станции складывается из трех слагаемых:

$$H_1 = z_1 + h_n + \frac{\Delta p(Q)}{\rho_1 g},$$

где  $\Delta p(Q) = p_1 - p_n$  — дифференциальное давление, развиваемое перекачивающей станцией;  $h_n$  — напор перед станцией (подпор); напор в конце трубопровода состоит из двух слагаемых:  $H_2 = z_2 + h_k$ , где  $h_k$  — остаточный напор  $H_2$  в конце трубопровода (см. рис. 31), поэтому первое уравнение системы (4.22) можно представить в следующем виде:

$$p_n + \Delta p(Q) = p_k + \rho_1 g h_{1-c} + \rho_2 g h_{c-2} + [\rho_2 g (z_2 - z_c) - \rho_1 g (z_1 - z_c)]. \quad (4.24)$$

Это уравнение, записанное в терминах давлений, в отличие от уравнения баланса напоров называется *уравнением баланса давлений*. Члены  $\rho_1 g h_{1-c}$  и  $\rho_2 g h_{c-2}$  означают потери давления на трение на участках, занятых нефтепродуктами,  $p_n$  и  $p_k$  — давления перед станцией и в конце трубопровода, соответственно. Если  $\rho_1 = \rho_2$ , то уравнение (4.24) упрощается:

$$p_n + \Delta p(Q) = p_k + \rho_2 g h_{1-c} + \rho_2 g h_{c-2} + \rho_2 g (z_2 - z_1), \quad (4.25)$$

совпадающая в сущности с уравнением баланса напоров (4.12).

ности  $\Delta p(Q)$  дифференциальной, от расхода  $Q$ , и напора  $H_{ст}(Q)$ , различ-

$$(Q) = \rho_2 g H_{ст}(Q),$$

ния (4.24) для различных нефтепродукта другим имеет

### вытеснения одного и другим

ограмма вытеснения од-  
кт №2, бывший первоначаль-  
вытесняющий нефтепродукт  
зо ( $\rho_1 > \rho_2$ ). На рис. 32  
ивающей станции на дивлена  
верхней кривой, а рабочей  
вой. Если весь трубопровод  
- характеристика трубопровода  
кривой 2, если же он за-  
верхней кривой 1. Подится  
бензин и насосы поэтому  
рабочая точка

$(Q) - Q$ )-характеристика  
ся с  $\Delta p_2(Q)$  на  $\Delta p_1(Q)$ , а

характеристика трубопровода остается прежней, поскольку трубопровод все еще заполнен бензином. Поэтому рабочая точка системы скачком перемещается из положения  $A$  в положение  $B$ . При этом давление на станции так же скачком возрастает, с  $p_A$  до  $p_B$ , как и расход перекачки с  $Q_A$  до  $Q_B$ .

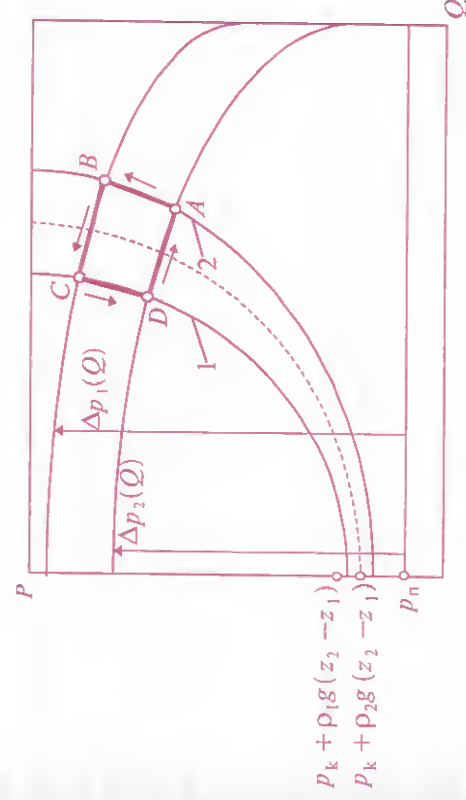


Рис. 32. Циклограмма процесса вытеснения нефтепродукта №2 нефтепродуктом №1

Затем по мере замещения бензина дизельным топливом правая часть уравнения (4.24) постепенно увеличивается за счет возрастания потерь напора от перехода на более вязкий нефтепродукт и рабочая точка системы медленно перемещается из положения  $B$  в положение  $C$ . При этом давление на станции растет, а расход уменьшается. Когда весь трубопровод оказывается заполненным дизельным топливом, давление на станции равно  $p_c$ , а расход —  $Q_c$ .





равнением баланса напора только одну неизвестную  $Q$  (расход) перекачки. Из уравнения (4.27) означает отыскание корней

$$H = (z_k - z_1) + \sum_{j=1}^n h_{j-(j+1)}(Q),$$

характеристиками всех участков. На рис. 34 изображены

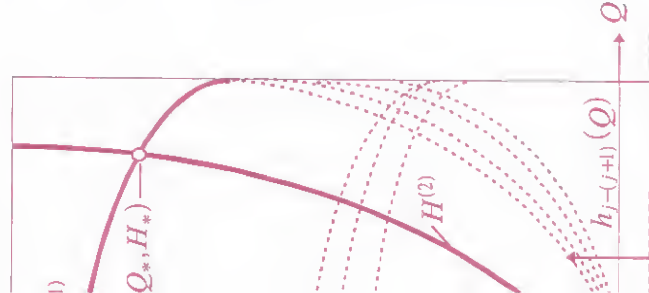


Рис. 34. Характеристики перекачивающих участков трубопровода

Точка  $(Q_*, H_*)$  пересечения характеристик  $H^{(1)}$  и  $H^{(2)}$  называется *рабочей точкой* трубопровода; ее абсцисса дает расход перекачки.

Однако система уравнений (4.26) не сводится к одному только следствию (4.27); она содержит гораздо больше информации. После того как расход  $Q_*$  перекачки найден, можно определить подпор  $h_{п2}$  перед второй перекачивающей станцией и, как следствие, давление  $p_2$  в линии ее нагнетания, т.е. давление в начале второго участка:

$$h_{п2} = h_{п1} + (z_1 - z_2) + [H_{ст1}(Q_*) - h_{1-2}(Q_*)], \quad (4.28)$$

$$p_2 = \rho \cdot g \cdot [h_{п2} + H_{ст2}(Q_*)]. \quad (4.29)$$

Для работы нефтепродуктопровода необходимо, чтобы найденные параметры удовлетворяли некоторым ограничениям. Во-первых, подпор  $h_{п2}$  перед станцией должен быть *больше* определенной величины  $h_{\otimes}$ , так называемого *кавитационного запаса*, обеспечивающего нормальную работу центробежных насосов. Во-вторых, давление  $p_2$  в начале участка трубопровода *не должно превышать* некоторое максимально разрешенное, зависящее от прочности труб, значение  $p_{\otimes}$ :

$$h_{п2} > h_{\otimes}, \quad p_2 < p_{\otimes}. \quad (4.30)$$

Конечно, давления и в других сечениях трубопровода не должны превышать величины  $p_{\otimes}$ .

ре решение уравнения  
о выполняются нера-  
внений системы (4.26)  
агивающей станцией  
але  $s$ -го участка тру-

$$) - h_{j-(j+1)}(Q_*)I, \quad (4.31)$$

$$(s = 3, 4, \dots, n). \quad (4.32)$$

олнительные ограни-  
27) баланса напоров:

$$(4.33)$$

емые условиями согла-  
кие ограничения на  
нефтепродуктопрово-  
дукта другим, когда  
ищаются друг от дру-  
водов к путевым по-  
теристики участков  
ючено, что в некото-  
ругут быть нарушены.  
одуктов будет оста-  
ы трубопровода. Для

того чтобы это не происходило, на нефтепродуктопро-  
водах, ведущих перекачку разноплотностных и разновяз-  
костных нефтепродуктов применяют различного вида  
*регулирование*, состоящее либо в плавном изменении ха-  
рактеристик  $H_{сг}(Q)$  перекачивающих станций (за счет  
изменения числа оборотов роторов насосных агрегатов),  
либо за счет введения в поток дополнительных сопротив-  
лений, так называемого *дросселирования*, попросту, час-  
тичного прикрытия задвижек.

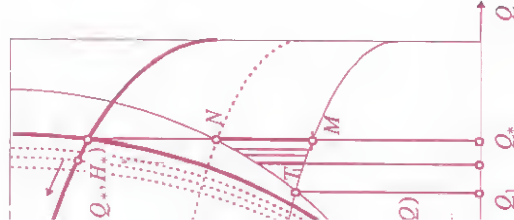
#### 4.6. Согласование работы нефтепродуктопровода с промежуточными перекачивающими станциями; дросселирование

Рассмотрим для конкретности процесс замещения бен-  
зина (менее вязкого нефтепродукта) дизельным топливом  
(более вязким нефтепродуктом) в трубопроводе, состоя-  
щем из двух участков  $AB$  и  $BC$ . При этом будем считать,  
что первоначально оба участка были заполнены бензи-  
ном (рис. 35).



Рис. 35. Замещение бензина дизельным топливом в трубопроводе  
с промежуточной насосной станцией





Характеристики всего трубопровода

проводной системы на-  
суммарной  $(Q - H)$  -ха-

$$) + H_{св}(Q)$$

гики

$$4-B(Q) + h_{B-C}(Q)$$

еще две кривые:

$$\text{и } H = H_{св}(Q), \quad (4.34)$$

характеристика второго  
или ее поднять вверх по

оси ординат на пока еще неизвестную величину  $h_{пв}$  под-  
пора перед промежуточной станцией, даст  $(Q - H)$  -ха-  
рактеристику этой станции.

Пересечение кривых (4.34) определяет точку  $T_1$  с абс-  
циссой  $Q_1$ . Возможны два случая:

1.  $Q_1 < Q_*$ . Это означает, что характеристику  $H_{св}(Q)$  промежуточной насосной станции нужно поднять вверх, чтобы точка ее пересечения с  $(Q - H)$  -характеристикой второго участка определила найденный расход  $Q_*$  в тру-  
бопроводе. Поскольку уравнение баланса напоров вто-  
рого участка имеет вид

$$h_{пв} + H_{св}(Q) = h_C + (z_C - z_B) + h_{BC}(Q), \quad (4.35)$$

то, очевидно, что поднять эту характеристику нужно как  
раз на величину, равную подпору  $h_{пв}$  перед станцией. Сле-  
довательно, отрезок  $MN$ , отсекаемый кривыми (4.34) на  
перпендикуляре, опущенном из рабочей точки  $T(Q_*, H_*)$   
на ось абсцисс, дает неизвестное значение  $h_{пв}$ .

2.  $Q_1 > Q_*$ . Это означает, что подпор  $h_{пв}$  перед станци-  
ей отрицателен и, следовательно, такой режим работы  
трубопровода невозможен.

Пусть теперь на ГПС начинается закачка дизельного  
топлива. Поскольку его вязкость больше, чем вязкость  
бензина, то суммарная характеристика трубопровода  
становится круче и рабочая точка  $T$  системы постепен-  
но смещается влево по суммарной характеристике насос-  
ных станций. Второй же участок остается заполненным

#### 4.6. Самоотечные участки нефтепродуктопроводов

Самоотечным называется участок  $[x_1, x_2]$  трубопровода, на котором нефтепродукт движется неполным сечением (самотеком) под действием силы тяжести (рис. 37).

Давление в парогазовой полости над свободной поверхностью жидкости остается практически постоянным и равным упругости  $p_y$  насыщенных паров данного нефтепродукта, поэтому течение на самотечном участке называется *безнапорным*. Однако разность напоров между сечениями  $x_1$  (началом самотечного участка) и  $x_2$  (концом самотечного участка) все же существует, просто она равна  $(z_1 - z_2)$  разности геометрических высот этих сечений.

Стационарные самотечные участки могут существовать только на нисходящих участках нефтепродуктопровода.

Начало  $x_1$  каждого самотечного участка называется *перевальной точкой*. Перевальная точка всегда совпадает с одной из вершин профиля трубопровода.

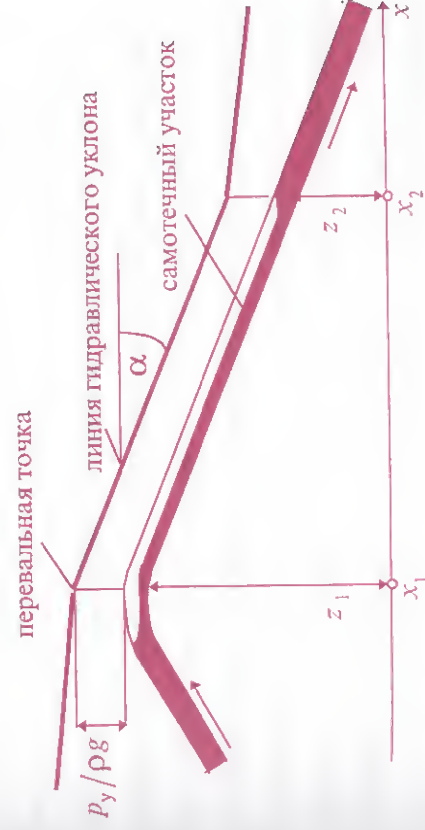


Рис. 37. Схема самотечного участка нефтепродуктопровода

1. Если  $\gamma = i/\operatorname{tg}\alpha \geq 1$ , то  $\sigma = 1$  (сечение заполнено полностью);

2. Если  $32,32 \cdot \lambda_0 \leq \gamma < 1$ , то  $\sigma = 1 - 2,98 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{2}{\lambda_0} \cdot (1 - \sqrt{\gamma})}$ ;

3. Если  $4,87 \cdot \lambda_0 \leq \gamma < 32,32 \cdot \lambda_0$ ,

$$\text{то} \quad \sigma = 9,39 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{2\gamma}{\lambda_0} + 0,113}; \quad (4.37)$$

4. Если  $\gamma < 4,87 \cdot \lambda_0$ , то  $\sigma = 0,1825 \cdot \left( \frac{2\gamma}{\lambda_0} \right)^{0,356}$ .

Формулы (4.37) позволяют рассчитать степень заполненности  $\sigma$  сечения трубопровода нефтепродуктом по известному отношению  $\gamma$  гидравлических уклонов  $i$  и  $\operatorname{tg}\alpha$  на напорном и самотечном участках, соответственно.

**Пример.** Расход бензина ( $v_g = 0,6 \text{ ccm}$ ) на самотечном участке нефтепродуктопровода ( $D = 530 \text{ мм}$ ,  $\delta = 8 \text{ мм}$ ,  $\Delta = 0,2 \text{ мм}$ ) равен  $900 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Профиль участка наклонен к горизонту на угол  $\alpha = -1^\circ$ . Какова степень заполненности сечения трубы бензином на этом участке?

**Решение.** Вычисляем скорость  $U_0$  перекачки, число Рейнольдса, коэффициент  $\lambda_0$  гидравлического сопротивления и гидравлический уклон  $i$  на напорных участках трубопровода:

$$U_0 = 4 \cdot 900 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,514^2) = 1,205 \text{ м/с}; \quad \operatorname{tg}(1^\circ) = 0,0175;$$

на на самотечном участке  
филю трубопровода на  
лон линии гидравличес-  
генсом угла, образуемо-  
том:

отечном участке в ста-  
у  $Q$  нефтепродукта в за-  
да:

$$U \cdot S. \quad (4.36)$$

скорость  $U$  движения  
ке больше скорости  $U_0$   
ных участках нефтепро-  
дь  $S$  части сечения, за-  
отечном участке, мень-  
чения трубопровода:

и самотечного участка  
ения  $\gamma = i/\operatorname{tg}\alpha$  гидравли-  
ом участке ( $\operatorname{tg}|\alpha|$ ) и  
провода, полностью за-  
дая многочисленные ис-  
течений в каналах кру-  
ь следующие аппрокси-  
степени заполненности  
самотечном участке:



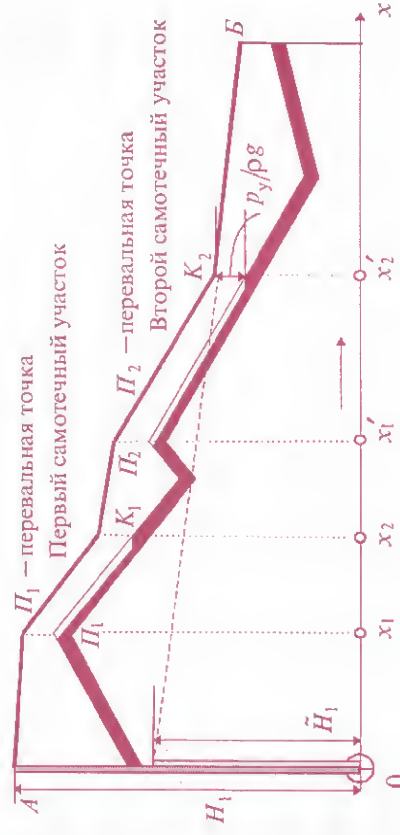


Рис. 38. Схема определения местоположения самотечных участков

равлический уклон в конце участка. На отрезке  $BK_2$  линия гидравлического уклона лежит значительно выше профиля трубопровода, поэтому сечения последнего заполнены полностью. Однако в точке  $K_2$  линия гидравлического уклона подходит к профилю трубопровода на расстояние  $p_y/\rho g$ , поэтому точка  $K_2$  — это конец самотечного участка; его начало — *перевальная точка*  $P_2$ . Таким образом, один из самотечных участков найден. Линия гидравлического уклона  $K_2P_2$  на этом участке проходит параллельно профилю трубопровода.

Продолжаем строить линию гидравлического уклона. Из перевальной точки  $P_2$  она выходит под углом, тангенс которого равен гидравлическому уклону (т.е. параллельно отрезку  $BK_2$ ). Оказывается, что в точке  $K_1$  эта линия вторично подходит к профилю трубопровода на расстояние  $p_y/\rho g$ . Следовательно, внутри трубопровода давление опять становится равным упругости насыщенных паров и в нем должна существовать парогазовая полость;

$$1,03 \cdot 10^6; \lambda_0 = 0,0154;$$

$$4 \cdot 1,205^2 / (2 \cdot 9,81) = 0,0022.$$

$$0,175 = 0,1257.$$

$$\gamma = 0,1257 < 32,32 \lambda_0 = 0,498,$$

я третий случай:

$$0,154 + 0,113 = 0,492.$$

есть ли в рассматриваемой части, нужно построить нефтепродуктопровода и

уклона проходит всюду, причем это превышение  $p_y/\rho g$  ( $p_y$  — упругость пара), то самотечных участков

уклона в какой-либо точке трубопровода на расстоянии, которое пересекается с ним, то есть или несколько самотечных

$K_2P_2K_1P_1A$  гидравлического конца  $B$  рассматриваемого трубопровода. Можно знать напор и гидравлический уклон

мотечного участка. Его ревальная точка. Таким ный участок  $K_1 P_1$ . Ли на на этом участке про- бопровода на рассто-

и гидравлического укло-  $BK_2$  и  $P_2 K_1$ , построен- сегментов трубопрово-

самотечных участков  $ровде приводит к увели- довательню, и давления и более высоких затрат с трубопроводом, в ко- тствуют. Если линию от точки  $K_2$ , мысленно участка, то можно опре- ы необходим для пере- мым расходом в трубо- диаметра, но без само- да  $H_1 \geq \tilde{H}_1$ .$

ктпровода ( $L = 140$  км; ) перекачивают бензин 07 МПа) с расходом 700 представленный в таб-

$x, \text{ км}$	0	80	120	140
$z, \text{ м}$	100	100	0	0

Давление в конце участка составляет 0,2 МПа. Опреде- лить давление в начале участка.

**Решение.** Сначала вычисляем гидравлический уклон:

$$U_0 = 4 \cdot 700 / (3600 \cdot 3,14 \cdot 0,514^2) = 0,938 \text{ м/с};$$

$$Re = 0,938 \cdot 0,514 / (5 \cdot 10^{-6}) = 964264;$$

$$\lambda_0 = 0,11 \cdot (0,2 / 514 + 68 / 964264)^{0,25} = 0,0161;$$

$$i = 0,0161 \cdot 1 / 0,514 \cdot 0,938^2 / (2 \cdot 9,81) = 0,0014.$$

Затем вычисляем потери напора на участке трубопро- вода между 120 и 140 километрами. Они равны  $h_{120-140} = i \cdot 20000 = 28 \text{ м}$ , поэтому напор в конце спуска, т.е. в сечении  $x = 120 \text{ км}$ , равен 28 м.

Поскольку  $p_y / \rho_y g = 70000 / (750 \cdot 9,81) \approx 9,51 \text{ м}$ , то в сече- нии  $x = 120 \text{ км}$  трубопровод еще полностью заполнен бен- зином. Однако перепад высот на нисходящем участке тру- бопровода составляет 100 м (см. профиль), поэтому оче- видно, что в каком-то сечении спуска давление жидкости равно упругости  $p_y$  ее насыщенных паров, поэтому часть нисходящего участка трубопровода неизбежно будет са- мотечным. Начало этого участка находится в начале спуска, т.е. в сечении  $x = 80 \text{ км}$ .

Гидравлический уклон на равнинном (полностью за-

#### 4.7. Остаточный объем нефтепродукта в трубопроводе

В процессе эксплуатации нефтепродуктопровода существуют технологические операции, когда жидкость, заполняющая внутреннюю полость трубопровода, сливается в резервуары через один из концов участка. При этом столб жидкости в трубопроводе разрывается и образуются пустоты, заполненные парами нефтепродукта (рис. 39). Местоположение и объем этих пустот определяются профилем нефтепродуктопровода. В то же время значительная часть трубопровода остается заполненной жидкостью, причем объем оставшегося в трубе нефтепродукта является минимально необходимым для безбалансовой перекачки (т.е. перекачки, при которой объем нефтепродукта, получаемого из трубопровода, будет равен объему нефтепродукта, закачиваемого в трубопровод).

В сущности пустоты, образующиеся в трубопроводе после окончания слива нефтепродукта, есть самотечные

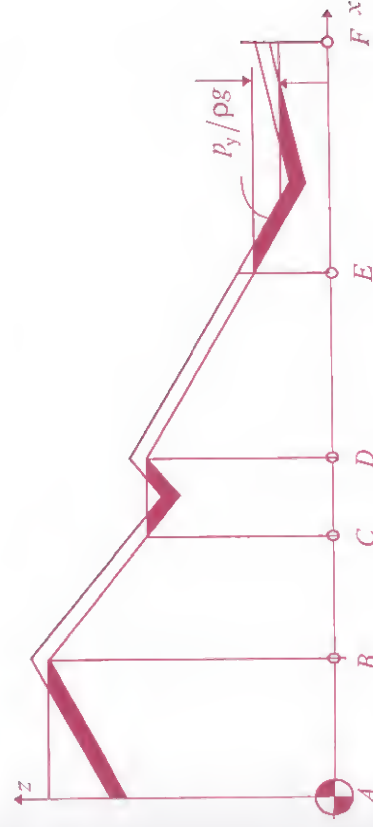


Рис. 39. Расчет остаточного объема нефтепродукта в трубопроводе

ода, между началом участка гидравлическому уклону эсенте трубопровода меж- . 0,0014, поэтому потери 2 м. Следовательно, дав- 750 · 9,81 · 112 = 824040 Па,

( $v_d = 9 \text{ сСт}$ ) на самотече- да ( $D = 377 \text{ мм}$ ,  $\delta = 7 \text{ мм}$ ; филь участка наклонен . Какова степень запол- дизельным топливом на

уктопровода ( $L = 150 \text{ км}$ , ) представлен в таблице:

100	125	150
50	0	50

отная отметка). По неф- ают дизельное топливо ость насыщенных паров  $\text{м}^3/\text{ч}$ . Определить давле- вление  $p_2$  в конце участ-



равная  $P_y/\rho g = 0,02 \cdot 10^6 / 750 \cdot 9,81 = 2,72$  м, т.е.  $z_1 = 76,72$  м. Координату  $x_1$  получаем линейной интерполяцией из порции:

$$\frac{3 - x_1}{3 - 4} = \frac{78 - z_1}{78 - 68} \quad \text{или} \quad \frac{3 - x_1}{-1} = \frac{78 - 76,72}{78 - 68},$$

откуда находим:  $x_1 = 3,18$  км. Таким образом, между 3-м и 7-м километрами опорожнятся 180 м трубы.

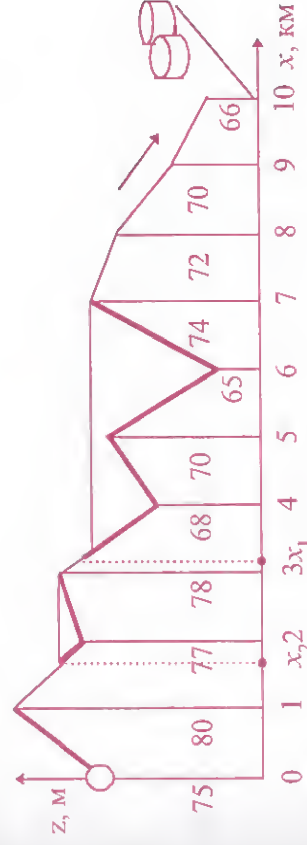


Рис. 40. К примеру расчета

Аналогично между 1-м и 2-м километрами существует точка  $x_2$ , высотная отметка которой равна 78 м:  $x_2 = 81,666$  км. Следовательно, между 1-м и 2-м километрами отвода опорожнятся еще 667 м трубы.

Общий объем опорожненной части трубы составит:  $3000 + 180 + 667 = 3847$  метров. Вычисляем объем  $V_{\text{ост}}$  оставшегося в отводе нефтепродукта:

$$V_{\text{ост}} = 3,14 \cdot 0,144^2 / 4 \cdot (10000 - 3847) \approx 100,16 \text{ м}^3.$$

полнотности и нулевым. Поэтому правила определения изначально ничем не отличаются в рассматриваемом горизонтальных прямых над элементами трубопровода и параллельных профилю трубопровода образовались пус-

укта, оставшегося в трубе объема  $V_{CD}$  участков левых концов образуются считать слева напра-

продукта ( $\rho = 750 \text{ кг/м}^3$ ), 144 мм), ведущем к нефти от основной магистры открыли. Профиль от гость насыщенных паров 03 МПа, а атмосферное

но, что начиная с 7-го и полностью опорожняется. оставит 3 км.

существует точка  $x_1$  та- уумметрическая высота,

ния в трубопроводе справедлива гидростатическая формула

$$p_{\text{внут}} = p_y + \rho g \cdot (z - z_*),$$

где  $z$  — высотная отметка зеркала жидкости в трубопроводе, а  $z_*$  — высотная отметка сечения, в котором расположено сквозное отверстие. Если при этом внешнее давление считать равным атмосферному, то

$$p_{\text{внут}} - p_{\text{атм}} = \rho g \cdot (z - z_*) - p_a.$$

Здесь  $p_a = p_{\text{атм}} - p_y$  — вакуумметрическое давление в полости, насыщенной парами перекачиваемого нефтепродукта. В терминах напоров последнее уравнение имеет вид

$$\Delta H = z - z_* - \frac{p_a}{\rho g}, \quad (4.39)$$

т.е. разность  $\Delta H$  напоров, заставляющая вытекать жидкость через отверстие в стенке трубопровода, равна высоте «давящего» столба жидкости над отверстием за вычетом вакуумметрической высоты, создаваемой разряжением, образующимся в парогазовой полости трубы над зеркалом опускающегося нефтепродукта.

Подставляя выражение (4.39) в формулу (4.38), получаем:

$$q = \mu \cdot s \cdot \sqrt{2g \cdot \left[ (z - z_*) - \frac{p_a}{\rho g} \right]}. \quad (4.40)$$

тов через отверстия  
одах

ти резервуаров и трубо-  
дукта из отверстий в их  
ло, при переменном на-

отверстия требуется не-  
ут  $- p_{\text{внеш}}$ ), внутри трубо-  
нах напоров — разность  
. Если при этом размеры  
о говорят о «малом» от-  
кта через отверстие вы-

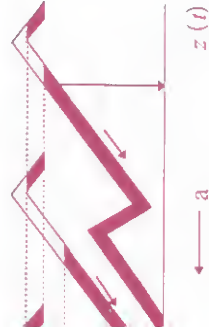
$$\Delta H, \quad (4.38)$$

я, а  $\mu$  — так называемый  
рстий в тонких стенках  
ким образом, для малых  
мы не играют существен-  
ть отверстия.

оду ведут перекачку, то  
ом сечении трубопрово-  
ие. Если истечение про-  
проводе (самотеком), то

тверстия настолько мала,  
оздает в трубе сколько-  
фтепродукт в трубе мож-  
для распределения давле-

используют следующим образом: в сечении, в котором происходит изменение высоты. Раз- дает значение, которое вытекает из жидкости, так что  $z$  есть, нужно учиты- жидкости может к и скачками — из нее, трубопровода, име- чается всякий раз, ко- я по высоте с лежащей, профилем (рис. 41). кающимся зеркалом се- я остановка жидкости нии  $A$  столб жидкости зует очередная пар- жидкости продолжает



а рельефного трубопровода

ерстия в стенке трубы чебечь разностью на- ом сечении. В этом слу-

чае предположение о гидростатическом распределении давления в трубопроводе неверно; в нем возникает ин- тенсивное течение жидкости к месту аварии, так что зна- чительная часть движущего напора теряется на преодо- ление сил внутреннего трения (гидравлические потери напора на трение). Поэтому для отверстий больших раз- меров разность  $\Delta H$  напоров, входящая в формулу (4.40), **не выражается** формулой (4.39) через высотные отметки сечений трубопровода.

Отказавшись от предположения о гидростатике, про- цесс истечения нефтепродукта нужно рассматривать в динамике. В данном случае расчеты облегчаются тем, что большое значение площади отверстия позволяет счи- тать известным давление в том сечении, где оно распо- ложено. Как правило, это давление равно атмосферно- му. Расходы в ветвях нефтепродуктопровода следует оп- ределять по правилам гидравлики на основании уравне- ния Бернулли (4.1).

Пусть отверстие находится в сечении  $x_*$  трубопрово- да и имеет высотную отметку  $z_*$ . Обозначим абсциссу зеркала опускающейся жидкости в левой ветви трубопро- вода через  $x_1(t)$ , а в правой — через  $x_2(t)$ . Тогда имеет место следующая система уравнений:

$$\left( \frac{p_y}{\rho g} + z_1(t) \right) - \left( \frac{p_{\text{атм}}}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(u_1) \cdot \frac{(x_* - x_1)}{d} \cdot \frac{u_1^2}{2g},$$

$$\left( \frac{p_y}{\rho g} + z_2(t) \right) - \left( \frac{p_{\text{атм}}}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(u_2) \cdot \frac{(x_2 - x_*)}{d} \cdot \frac{u_2^2}{2g}, \quad (4.41)$$



$$= (u_1 - u_2) \cdot S.$$

из первого уравнения нефтепродукта в левой — скорость  $u_2$  движения трубопровода, а затем на уравнений вычисляются расхода жидкости:

$$\begin{aligned} x_2 &= -u_2 dt \\ -dt) \text{ и } x_2(t+dt): \\ (t+dt) &= x_2(t) - u_2 \cdot dt. \end{aligned}$$

жидкости в трубе позво-  
высотные отметки  $z_1$  и  
) повторить весь расчет  
ть также и скачкообраз-  
при отключении  $\cup$  — об-  
о которых говорилось  
й выше пошаговый про-  
пьютерных программах

нефтепродуктопровода  
рупный разрыв трубы. Не-  
игновенно перекрыла зад-  
, предотвратит утечку  
лась до полного вытека-  
о нефтепродукта вытек-  
жду указанными задвиж-

$x$ , км	20	21	22	23	24	25	26	27	28	30
$z$ , м	100	150	120	200	150	170	100	180	75	190

( $x$  — координата сечения,  $z$  — высотная отметка). Плот-  
ность нефтепродукта равна  $730 \text{ кг/м}^3$ , а упругость его на-  
сыщенных паров —  $0,03 \text{ МПа}$ .

**Решение.** Чертеж к этому примеру представлен на рис. 42.  
Незакрашенные фрагменты трубы обозначают те учас-  
тки, откуда нефтепродукт вытек.

Между 23-м и 24 -м километрами находится сечение  
 $x_1$ , чья высота равна 170 м плюс вакууметрическая высо-  
та  $h_v$ , соответствующая разряжению, возникающему в тру-  
бопроводе:

$$h_v = \frac{(0,1 - 0,03) \cdot 10^6}{730 \cdot 9,81} \approx 9,77 \text{ м.}$$

Для определения  $x_1$  составляем пропорцию:

$$\frac{x_1 - 23}{24 - 23} = \frac{170 + 9,77 - 200}{730 \cdot 9,81} \Rightarrow x_1 = 23,405 \text{ км.}$$

Последнее означает, что между этими километрами  
опорожнилось 405 м трубы.

Между 28-м и 30-м километрами также имеется сече-  
ние  $x_2$ , чья геодезическая высота равна 180 м плюс  $h_v$ . Для  
определения  $x_2$  составляем пропорцию:

$$\frac{x_2 - 28}{30 - 28} = \frac{180 + 9,77 - 75}{190 - 75} \Rightarrow x_2 = 29,996 \text{ км.}$$

**Решение.** Рассчитываем гидравлический уклон  $i$  на рассматриваемом участке:

$$i = \frac{(z_n + H_n) - (z_k + h_k)}{L} = \frac{(120 + 525) - (60 + 40)}{125000} \approx 0,00436.$$

Рассчитываем напор  $H$ , в месте аварии:

$$H_* = (z_n + H_n) - i \cdot l = 120 + 525 - 0,00436 \cdot 56000 = 401 \text{ м.}$$

Внешний «противонапор»  $H_{\text{внеш}}$  определяется согласно равенству

$$H_{\text{внеш}} = z_* + p_{\text{атм}} / \rho g = 180 + 101300 / (840 \cdot 9,81) = 192,3 \text{ м,}$$

где  $p_{\text{атм}}$  – атмосферное давление, равное, как известно, 0,1013 МПа. Таким образом, на отверстия имеется перепад напоров  $\Delta H$ , равный  $401 - 192,3 = 208,7$  м.

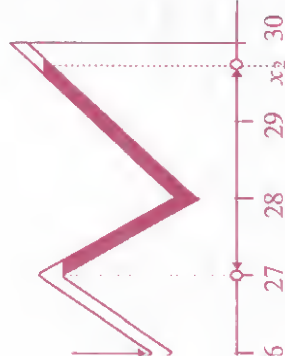
По формуле (4.38) рассчитываем расход  $q$  утечки:

$$q = 0,62 \cdot 4 \cdot 10^{-6} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 208,7} = 1,587 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с.}$$

За 20 суток истечения вытечет

$$1,587 \cdot 10^{-4} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 20 = 274,23 \text{ м}^3.$$

**Пример 3.** В результате нарушения правил проведения земляных работ был «порван» магистральный нефтепродуктопровод ( $D = 219$  мм,  $\delta = 6$  мм). Авария произошла на 12-м километре трассы. В этот момент перекачка по трубопроводу не велась, но труба была полностью заполнена нефтепродуктом ( $\rho = 780 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu = 2 \text{ сСт}$ ). Давление в трубе в месте аварии снизилось практически до атмосферного. Глина-



нефтепродукта из трубопровода

лось всего 4 м трубы. км трубопровода от 25

илось 2409 м. Объем об-

$$09 = 246,45 \text{ м}^3.$$

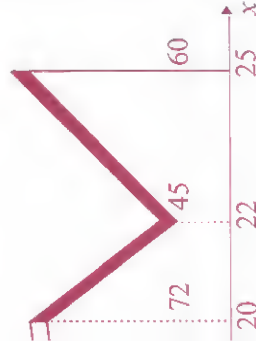
отверстие площадью 4 мм<sup>2</sup> ого нефтепродуктопрово- вавшего дизельное топли- м образовалось отверстие, дей станции 125-км участ- 0 м,  $z_k = 60$  м,  $h_k = 40$  м) и м. Предположить, какое количе- Определить, какое количе- з трубы за это время, если 25 м.

...а установлена через 2  
...одукта вытекло из тру-  
...близи места аварии имел

	20	22	25
	72	45	60

...ая отметка)? Принять,  
...ами прямолинейна, а 20-й  
...я.

нефтепродуктопровода  
...е аварии в наивысшей  
...одит разрыв сплошнос-  
...ине образуется вакуум  
...ров нефтепродукта пре-  
...икнуть в трубу через  
...льку на участке между



нефтепродукта  
агоре

...е для двух сечений неф-  
... =  $x(t)$ , с учетом условий:

при  $x_1 = 12$  км:  $z_1 = 56$  м,  $p_1 = 0,0981$  МПа;  
при  $x = x(t)$ :  $z = z(t)$ ,  $p = 0,0$  МПа  
даст следующее уравнение:

$$\left( \frac{9,81 \cdot 10^4}{780 \cdot 9,81} + 56 \right) - [0 + z(t)] = \lambda \cdot \frac{x - 12000}{0,205} \cdot \frac{U \cdot |U|}{2 \cdot 9,81},$$

в котором  $U$  — скорость столба нефтепродукта:

$$(U < 0); \quad |U| = -U.$$

Для того чтобы определить высотную отметку  $z(t)$ , со-  
ответствующую свободной поверхности нефтепродукта  
в сечении  $x(t)$  учитывается, что наклон трубопровода на  
участке между 14-м и 20-м километрами равен 0,002, вслед-  
ствие чего уравнение его оси имеет вид

$$z = 0,002 \cdot (x - 14000) + 60.$$

Исключив  $z$  из уравнения Бернулли для разности на-  
поров, получим исходное расчетное уравнение

$$\frac{0,008x - 147,87}{x - 12000} = \lambda \cdot U^2. \quad (*)$$

а. Сначала рассчитываем скорость жидкости в началь-  
ный момент времени, когда ее свободная поверхность  
находится в точке  $x = 20000$  м. Из (\*) следует, что  
 $\lambda \cdot U^2 = 0,0015$ , откуда методом последовательных при-  
ближений находим, что  $U = 0,244$  м/с. Это означает, что,  
например, за полчаса ( $1800$  с) поверхность жидкости сдви-  
нется на  $0,244 \cdot 1800 = 439$  м влево вдоль трубопровода и  
достигнет сечения  $x = 20000 - 439 = 19561$  м.



$$\left( \frac{p_y}{\rho g} + z_2(t) \right) - \left( \frac{p_*}{\rho g} + z_* \right) = \lambda(u_2) \cdot \frac{(x_2 - x_*)}{d} \cdot \frac{u_2^2}{2g}, \quad (4.42)$$

$$(u_1 - u_2) \cdot S = \mu \cdot s \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (p_* - p_{атм})}{\rho}},$$

$$\frac{dx_1}{dt} = u_1, \quad \frac{dx_2}{dt} = -u_2.$$

где  $p_y$  — упругость насыщенных паров нефтепродукта.

При известных значениях  $x_1, x_2, x_*$  и  $z_1, z_2, z_*$  первые три уравнения этой системы позволяют рассчитать три неизвестные величины:  $u_1, u_2$  и  $p_*$ . Два последних уравнения дают возможность найти смещение границ  $x_1, x_2$  и жидкости в трубопроводе, после чего расчет повторяется.

#### 4.9. Утечки нефтепродукта из трубопровода

Проблема обнаружения утечек жидкости, особенно «малых», из магистральных трубопроводов — одна из наиболее острых и непростых проблем эксплуатации нефтепродуктопроводов. Несмотря на постоянный поиск эффективных и технологичных решений этого вопроса, ответ на него до сих пор не найден. Существует множество способов обнаружения утечек как расчетных, так и аппаратных, однако все они либо неуниверсальны, либо технологически сложны, либо необычайно дороги, поэтому говорить о сколько-нибудь окончательном решении этой проблемы не приходится.

Изложим несколько наиболее простых методов.

ижется поверхность жид-  
этого определяем ее ско-  
м. Из (\*) следует, что  
методом находим, что  
за полчаса поверхность  
некоторое расстояние:  
опроводу и достигнет се-

инитывается движение сво-  
та в следующие получасо-  
ты этих расчетов таковы:

Δ  $x = 302,4$ ;  $x = 18890$  м;

Δ  $x = 226,8$ ;  $x = 18663$  м.

ечения свободная повер-  
ится влево от сечения 20  
из трубопровода выте-

продукта.

тие в стенке трубопрово-  
ь как течение нефтепро-  
ность давлений внутри и  
ае процесс истечения из  
ей системой уравнений:

$$(u_1) \cdot \frac{(x_* - x_1)}{d} \cdot \frac{u_1^2}{2g},$$

места дисбаланса

гидравлических характеристик трубопровода. Пусть плечо  $AB$  имеет перекачивающими станциями режим, не имеет перекачивающих станций. Задача состоит в том, чтобы указать место утечки нефтепродуктов и оценить его интенсивность по изменению гидравлических уклонов на этих сегментах [22].

Пусть протяженность участка  $AB$  равна  $L$ . Выберем два базисных сегмента — один  $AA_1$  с протяженностью  $AA_1 = \Delta_1$  вблизи первой станции и второй  $B_1B$  с протяженностью  $B_1B = \Delta_2$  вблизи второй.

Гидравлический уклон  $i$  на рассматриваемом плече нефтепродуктопровода есть функция от производительности  $Q$  последнего:

$$i = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} = i(Q). \quad (4.43)$$

Эта величина легко вычисляется по дифференциальным напорам на концах базисных сегментов:

$$i_{AA_1} = i_{B_1B} = \frac{H_A - H_{A_1}}{\Delta_1} = \frac{H_{B_1} - H_B}{\Delta_2}.$$

Буквой  $H$  обозначены напоры в соответствующих сечениях трубопровода.

Если в точке  $x_0$  возникает утечка нефтепродукта, то гидравлические уклоны  $i_{AA_1}$  и  $i_{B_1B}$  перестают быть равными; их изменения  $\delta i_1$  и  $\delta i_2$  находятся по показаниям диф-

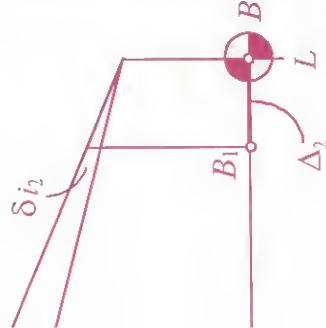


рис. 4.44

ференциальных напоров. При этом показаниям дифференциальных напоров до мес-

утечки нефтепродукта. Поскольку величины  $\delta i_1$  и  $\delta i_2$  чрезвычайно малы, то имеет место уравнение

$$\frac{\delta(H_{B_1} - H_B)}{\Delta_2} < 0. \quad (4.44)$$

ия

$$\left( \frac{\partial i}{\partial Q} \right)_{Q_0} \cdot \delta Q_2, \quad (4.45)$$

производные от функцииальной производитель-т быть определены как о дифференцирования мости гидравлического , так и эксперименталь-й гидравлического ук нефтепродуктопровода ьности.

йти изменения  $\delta Q_1$  и ки до и после сечения

$$= \frac{\delta i_2}{(\delta i / \delta Q)_{Q_0}},$$

тепродукта:

$$\frac{+|\delta i_2|}{(\delta Q)_{Q_0}}. \quad (4.46)$$

координату  $x_0$  сечения

$$x_0 \cdot \delta i_1 = -(L - x_0) \cdot \delta i_2,$$

$$x_0 \cdot (\delta i_1 - \delta i_2) = -L \cdot \delta i_2,$$

или

$$x_0 = L \cdot \frac{|\delta i_2|}{|\delta i_1| + |\delta i_2|}, \quad (4.47)$$

где  $L$  - протяженность трубопроводного плеча  $AB$ .

Формулы (4.46) и (4.47) в совокупности с измеренными величинами  $|\delta i_1|$  и  $|\delta i_2|$  решают поставленную задачу.

Анализ возможностей предлагаемого метода проиллюстрируем расчетами перекачки дизельного топлива по участку трубопроводов протяженностью  $L = 100$  км, имеющих условные диаметры 300 и 500 мм. В расчетах принималось, что перекачка топлива ведется в турбулентном режиме (в зоне гидравлически гладких труб), так что зависимость гидравлического уклона от производительности перекачки определяется следующими формулами [22]:

$$i = 0,242 \cdot \frac{Q^{1,75} \cdot \nu^{0,25}}{d^{4,75} \cdot g}, \quad \left( \frac{\partial i}{\partial Q} \right)_{Q_0} = 0,423 \cdot \frac{Q_0^{0,75} \cdot \nu^{0,25}}{d^{4,75} \cdot g}.$$

Результаты расчетов приведены в таблицах 4.1-4.3.

В табл. 4.1 приведены результаты расчетов для трубопровода диаметром 300 мм при производительности  $Q_0 = 500$  м<sup>3</sup>/ч.



Ду=300 мм;  $Q_0 = 500 \text{ м}^3/\text{ч}$ )

$\delta H_2 \cdot 10^5$	$q, \text{ м}^3/\text{ч}$
3,33	1,5
6,67	3,0
10,00	4,4
13,32	5,8
16,71	7,3
13,32	4,4
13,32	3,7
10,00	2,9
6,67	2,2

и, что при выбран-  
ференциального на-  
мба нефтепродукта,  
интенсивностью не  
очности, с которой  
нциального напора,  
ечки может быть и  
ы расчетов для тру-  
производительности

Ду=300 мм;  $Q_0 = 300 \text{ м}^3/\text{ч}$ )

$\delta H_2 \cdot 10^5$	$q, \text{ м}^3/\text{ч}$
3,33	2,2
6,67	4,3
10,00	6,5
13,32	8,6
16,71	10,8
13,32	12,97

Из табл. 4.2 видно, что уменьшение производительнос-  
ти перекачки ведет к снижению точности метода; при той  
же точности измерений дифференциальных напоров ин-  
тенсивность минимально выявляемой утечки возрастает.

Наконец, в табл. 4.3 представлены результаты расче-  
тов, выполненных для нефтепродуктопровода диаметром  
500 мм, ведущего перекачку с номинальной производи-  
тельностью  $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Т а б л и ц а 4.3 (Ду=500 мм;  $Q_0 = 1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ )

$\delta H_1, \text{ м}$	$\delta H_{2\text{м}}$	$\delta H_1 \cdot 10^5$	$\delta H_2 \cdot 10^5$	$q, \text{ м}^3/\text{ч}$
0,1	0,1	3,33	3,33	10,0
0,2	0,2	6,67	6,67	20,0
0,3	0,3	10,00	10,00	30,0
0,4	0,4	13,32	13,32	40,0
0,5	0,5	16,71	16,71	50,0

Из табл. 4.3 видно, что увеличение диаметра нефте-  
продуктопровода требует для фиксации малых утечек  
жидкости более высокой точности измерения гидравли-  
ческих уклонов на базисных сегментах.

Таким образом, метод гидравлической локации утечек  
позволяет фиксировать дисбаланс расходов жидкости и  
рассчитывать сечения, в которых они происходят. Одна-  
ко возможности этого метода ограничены, ибо при  
уменьшении интенсивности утечки точность метода сни-  
жается.

### Метод обработки кривой падения давления

Опрессовку участков трубопровода можно использо-  
вать для диагностирования утечек нефтепродукта [21].

сущим. В испытываемый  
и закачивают жидкость  
и поднимают давление  
ния, чтобы все сечения  
жидкостью и чтобы су-  
пружностью насыщенных  
о давление изменяется в

мом участке трубопро-  
мени, то это свидетель-  
ки. Если же давление в  
это означает, что в ис-  
а имеется отверстие, и  
нить величину этого от-  
указать его местопо-

ется уравнение баланса  
мом участке трубопро-

$$\rho_0 q, \quad (4.48)$$

р — плотность нефтепро-  
; значение ( $d\rho \ll \rho_0$ );

го порядка это уравне-  
звернутом виде:

$$-\rho_0 q, \quad (4.49)$$

где  $V_0 = L \cdot \pi \cdot d^2 / 4$  — невозмущенное значение объема уча-  
стка трубопровода ( $dV \ll V_0$ ).

Для дальнейших преобразований учитываем зависи-  
мости (1.3) и (1.7) приращений объема трубопровода и  
плотности нефтепродукта от приращения  $d\rho$  давления:

$$dV = \frac{V_0 d}{\delta \cdot E} \cdot dp, \quad d\rho = \frac{\rho_0}{K} \cdot dp, \quad (4.50)$$

где  $\delta$  — толщина стенок трубопровода;  $K$ ,  $E$  — модуль уп-  
ругости жидкости и модуль Юнга металла трубы. Кроме  
того, используем формулу (4.38) для связи расхода  $q$  жид-  
кости через отверстие в стенке трубы и разности  $\Delta H$  на-  
поров внутри и вне трубопровода:

$$q = \mu \cdot s \cdot \sqrt{2g \cdot \Delta H}.$$

С учетом этих соотношений уравнение баланса массы  
нефтепродукта в рассматриваемом участке трубопрово-  
да приобретает следующий вид:

$$V_0 \left( \frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 d}{E \cdot \delta} \right) \cdot \frac{dp}{dt} = -\mu \rho_0 s \cdot \sqrt{2g \cdot \Delta H}, \quad (4.51)$$

где

$$\Delta H = z_k - z_s + \frac{p(t) - p_{\text{atm}}}{\rho g}. \quad (4.52)$$

Здесь  $z_s, z_k$  — высотные отметки сечений утечки и конт-  
рольного сечения (т.е. сечения, в котором производятся  
замеры давления), соответственно.

учаем обыкновенное диф-

$$\sqrt{\frac{p(t) - p_{\text{атм}}}{\rho_0 g} + (z_k - z_*)} \quad (4.53)$$

авления  $p$  в точке замера

величина  $s$  имеет размер-  
. Жуковскому, она назы-  
ция волн давления в трубо-

$$\sqrt{\frac{\rho_0 d}{\mu \cdot E}} \quad (4.54)$$

ины  $s$  близко к 1000 м/с.  
с распространения волн  
бензина ( $\rho_6 = 750 \text{ кг/м}^3$ ,  
ктпровода ( $D = 530 \text{ мм}$ ,

аходим:

$$\frac{514}{10^{11}} = 964,8 \text{ м/с.}$$

Решение дифференциального уравнения (4.53) с начальным условием  $p(0) = p_0$  позволяет определить, как будет уменьшаться давление в испытуемом участке нефтепродуктопровода в зависимости от времени:

$$\sqrt{\frac{p(t) - p_{\text{атм}}}{\rho_0 g} + (z_k - z_*)} = \sqrt{\frac{p_0 - p_{\text{атм}}}{\rho_0 g} + (z_k - z_*)} - \frac{\mu \cdot c^2 s}{V_0 \sqrt{2g}} \cdot t \quad (4.55)$$

Из формулы (4.55) следует, что выражение, стоящее в левой части равенства (4.55), должно быть линейной функцией от времени  $t$ , ибо линейна его правая часть, т.е.

$$f(t) = \sqrt{\frac{p(t) - p_{\text{атм}}}{\rho_0 g} + (z_k - z_*)} = A - B \cdot t.$$

Здесь  $A$  — коэффициент, зависящий от разности  $(z_k - z_*)$  высотных отметок сечения замера давления и неизвестного заранее сечения утечки;  $B$  — коэффициент, пропорциональный неизвестной площади отверстия.

Таким образом, если давление  $p(t)$  в контрольном сечении испытуемого участка известно, то нужно подобрать разность  $(z_k - z_*)$  так, чтобы значения функции  $f(t)$  ложились на прямую. При этом определятся как высотная отметка  $z_*$  сечения утечки, так и площадь  $s$  отверстия, поскольку угловой коэффициент  $B$  прямой пропорционален этой площади:

$$s = \frac{V_0 \sqrt{2g}}{\mu \cdot c^2} \cdot B. \quad (4.56)$$



$(t)$  падения давления со-  
 $(t_i)$  — значения измерен-  
 ний испытываемого участ-  
 ком моментам времени  
 $(-z_0)$  — значения левой  
 со-нибудь выбранного  
 коэффициенты  $A$  и  $B$  могут  
 нных квадратов, для

$$\sum_{i=1}^N f_i \cdot \sum_{i=1}^N t_i - \sum_{i=1}^N f_i t_i = \frac{N \cdot \sum_{i=1}^N t_i^2 - \left( \sum_{i=1}^N t_i \right)^2}{N},$$

ий давления в процессе

значение правой час-  
 мени, т.е. при  $t=0$ , по-  
 без разность  $\Delta z$  высот-  
 лжно быть справедли-

$$\frac{p}{\rho_{\text{атм}}} \cdot \quad (4.57)$$

формуле значение  $\Delta z$   
 $\Delta z$ , заложенным в рас-  
 берется следующее из  
 сс расчета коэффици-

ентов  $A$  и  $B$  повторяется заново. Например, возможные значения  $\Delta z$  берутся с шагом 1 м и перебираются до тех пор, пока заложенное в расчет значение  $\Delta z$  не со- впадет с рассчитанным по формуле (4.57). После того как это произойдет, величина  $\Delta z$  определяется формулой (4.57), а площадь  $s$  отверстия в стенке трубы — выраже- нием (4.56).

### Метод улавливания волн давления при возникновении утечки

Если перекачка нефтепродуктов по участку трубопро- вода временно не ведется, то возможен метод обнаруже- ния утечек жидкости, основанный на улавливании волн разряжения, рождаемых утечкой в момент ее возникно- вения. Согласно теории неустановившихся процессов, в момент возникновения утечки (или отбора) жидкости в трубопроводе возникают волны разряжения, которые распространяются от места утечки в обе стороны. Ско- рость этих волн определяется формулой (4.54).

Пусть  $L$  — протяженность участка нефтепродуктопро- вода, а  $x$  — неизвестная координата сечения, в котором возникает утечка. Предположим, что в начале и в конце участка имеется регистрирующая аппаратура, которая фиксирует моменты  $t_1$  и  $t_2$  прихода волн разряжения со- ответственно к началу и к концу участка. Тогда разность  $(t_1 - t_2)$  моментов прихода волн свидетельствует о смеще- нии места утечки относительно середины рассматривае- мого участка. Координата  $x$  места утечки определяется

ода волн к началу и концу  
ой

$$(4.58)$$

й этого метода показыва-  
ированные возникновени-  
*покоящейся жидкости* без  
тому могут быть зарегис-  
паратурой.

де применение данного  
ственные трудности, свя-  
нием возникших волн при  
роводе. Несмотря на это,  
ции, в которых утвержда-  
преодолены и метод реа-  
ной аппаратуры.

именения данного метода  
рогазовых полостей, для  
время простоя держится

рбулентных присадок  
и потерь напора на трение

вляются основной причи-  
перекачку жидкостей и  
бусловлены силами внут-  
движущейся жидкости.  
тном потоке происходит  
ассеивание) механической

энергии упорядоченного движения и переход ее в энер-  
гию хаотического движения частиц жидкости (теплоту).  
Для турбулентных течений этот переход носит многоста-  
дийный характер. Механическая энергия осредненного  
движения переходит сначала в энергию крупномасштаб-  
ных вихрей турбулизованной среды, затем в энергию пуль-  
сационного движения мелкомасштабных вихрей и, нако-  
нец, за счет сил вязкости — в тепловую энергию жидко-  
сти. Поэтому истари инженеров и ученых, занимающих-  
ся трубопроводами, интересовали способы вмешатель-  
ства в структуру турбулентных течений с целью сниже-  
ния потерь энергии.

Одним из таких способов, открытым в конце 40-х го-  
дов английским ученым Томсом, является введение в тур-  
булентный поток жидкости специальных высокомолеку-  
лярных присадок, снижающих гидравлическое сопротив-  
ление. Этот эффект по имени его открывателя называется  
ся эффектом Томса.

Механизм действия всех разновидностей противотур-  
булентных присадок основан на гашении турбулентных  
пульсаций вблизи внутренней поверхности трубокпрово-  
да за счет взаимодействия длинномерных молекул при-  
садки с турбулентными вихрями, зарождающимися вбли-  
зи стенок трубопровода. При этом, как правило, эффект  
достигается при чрезвычайно малых концентрациях при-  
садок (измеряемых обычно в миллионных по объему час-  
тях жидкости (так называемых *промиле* — ppm), к кото-  
рой они добавляются).

За счет гашения *пристеночной турбулентности* проис-  
ходит снижение гидравлического сопротивления, оказы-  
ваемого потоку трубой. Поэтому таким мероприятием  
достигается либо увеличение производительности пе-  
рекачки (при том же самом перепаде давлений), либо сни-



яющих станциях (при сох-  
рекачки), причем эффект  
сопротивления, а значит и  
составлять от 20 до 60 %.  
убежных противотурбулен-  
дуктам являются присадка  
фирмы «Dupon-Conoco» и при-  
рой фирмы «Neste», создан-  
ве. Первая пригодна в рав-  
ак бензинов, так и дизель-  
ендуются главным образом  
присадки прошли промышлен-  
ственных трубопроводах.

турбулентных присадок имеет ограничение: при длительном потоке они разрушаются настолько, что их разрушение велико. Поэтому в насосах, перекачивающих жидкие среды, для предотвращения присадок приходится вводить в поток светостабилизаторы. В настоящее время рационально использовать присадки для увеличения прочности участков и прежде всего

триадки снижают коэффициентления. Для вычисления и приведены формулы (4.6) – (4.8), для гидравлической для расчета  $\lambda$ . Из гидромеханики известно, что для коэффициента сопротивления для кооператива, выражаемого законом сопротивления

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln(A \cdot \operatorname{Re} \sqrt{\lambda}) - 3,745, \quad (4.59)$$

в котором  $Re = U d / \nu$  – число Рейнольдса, а  $A$  – некоторый коэффициент, получающийся на основе феноменологической теории турбулентности [10, 12]. В турбулентном потоке без присадок он равен 28.

**Пример.** Вычислить на основании универсального закона (4.59) коэффициент гидравлического сопротивления в трубе при числе Рейнольдса 40000.

**Решение.** Из (4.59) при  $A=28$  имеем:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln(28 \cdot 40000 \cdot \sqrt{\lambda}) - 3,745.$$

Последовательными приближениями находим:  $\lambda \approx 0,0215$ . Формула (4.8) Блазиуса дала бы близкое значение  $\lambda = 0,0224$  (погрешность 4,2%).

Если в турбулентный поток вводится противотурбулентная присадка с концентрацией  $\theta$ , то коэффициент  $A$ , зависящий от интенсивности пристеночной турбулентности, изменяется и становится функцией от  $\theta$ , т.е.  $A = A(\theta)$ . Причем если присадка в потоке отсутствует ( $\theta=0$ ),  $A(0) = 28$ .

Для присадки «CDR-102» зависимость представлена в табл. 4.4.

Таблица 4.4

$\theta$ , ppm	20	30	40	50	60	70	80	90
$A(\theta)$	61,4	95,1	143	187	249	276	340	380

(4.60)



зависимость  $A(\theta)$  представ-

Т а б л и ц а 4.5

60	100	180
75	150	340

(4.61)

ного топлива с противотур-  
2» ( $\theta = 40$  ppm) ведется при  
итать коэффициент гидрав-

и  $Re = 40000$  с коэффициентен-  
бл. 4.4, дает для вычисления  
е уравнение:

$$00000 \cdot \sqrt{\lambda}) - 3,745.$$

методом последовательных  
 $\lambda = 0,0153$ . Это значение су-  
е может быть получено при  
потоке нефтепродукта без  
адки; эффект составляет

ного топлива с противотур-  
547» ( $\theta = 180$  ppm) ведется  
считать коэффициент гид-

**Решение.** Формула (4.59) при  $Re = 40000$  с коэффициентом  $A(180) = 340$ , взятым из табл. 4.5, дает для вычисления  $\lambda$  следующее трансцендентное уравнение:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln(340 \cdot 40000 \cdot \sqrt{\lambda}) - 3,745.$$

Его решение, найденное методом последовательных приближений, дает значение  $\lambda = 0,0129$ . Это значение существенно ниже того, которое может быть получено при данном числе Рейнольдса в потоке нефтепродукта без противотурбулентной присадки; эффект составляет  $\approx 42,4\%$ .

Для выбора необходимой концентрации  $\theta$  противотурбулентной присадки поступают следующим образом. Поскольку из формулы (4.59) для коэффициента  $A(\theta)$  следует выражение

$$A(\theta) = \frac{1}{Re \cdot \sqrt{\lambda}} \cdot e^{\frac{1+3,745 \cdot \sqrt{\lambda}}{0,88 \cdot \sqrt{\lambda}}}, \quad (4.62)$$

то, определившись с тем, какое значение  $\lambda$  должно быть обеспечено введением противотурбулентной присадки, по формуле (4.62) вычисляют коэффициент  $A(\theta)$ . Затем по таблицам зависимости  $A$  от  $\theta$  находят требуемую концентрацию  $\theta$  присадки в нефтепродукте. Умножая последнюю на общий объем перекачиваемого топлива, определяют необходимое количество присадки ( $1 \text{ ppm} = 10^{-6}$ ).

**Пример.** Требуется увеличить пропускную способность участка нефтепродуктопровода ( $D = 377$  мм,  $\delta = 8$  мм), перекачивающего дизельное топливо ( $v_a = 9 \text{ cSt}$ ) с расходом

емся ресурсе давления. Какое  
тной присадки «CDR-102» для

ервоначальную скорость  $U_0$   
а и коэффициент  $\lambda_0$  гидрав-

$$) \cdot 314 \cdot 0,361^2) = 1,221 \text{ м/с},$$

$$,361/(9 \cdot 10^{-6}) = 48976,$$

0213.

особность требуется увели-  
ть  $U$  перекачки и новое чис-  
ны:

$$\text{Re} = 1,3 \cdot \text{Re}_0 = 63669.$$

ресурса давлений должно

$$= \lambda(\text{Re}, \theta) \cdot U^2.$$

значение  $\lambda$ :

$$13 \cdot (1/1,3)^2 = 0,0126.$$

ем коэффициент  $A(\theta)$ :

$$\frac{1+3,745\sqrt{0,0126}}{0,88\sqrt{0,0126}} \approx 246.$$

6

По табл. 4.4 находим, что такому значению  $A$  отвеча-  
ет концентрация  $\theta = 60$  ppm присадки.

**Упражнение.** Требуется увеличить пропускную способ-  
ность участка нефтепродуктопровода ( $D = 530$  мм,  $\delta = 8$  мм),  
перекачивающего дизельное топливо ( $v_d = 9$  сСт) с рас-  
ходом  $950 \text{ м}^3/\text{ч}$ , на 25% при имеющемся ресурсе давления.  
Какое количество противотурбулентной присадки  
«Nessad-547» для этого необходимо?

*Ответ.*  $\approx 340$  ppm.

## ПАРАМЕТРЫ СИСТЕМ ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ

ров системы трубопроводов, т.е. вопрос о том, какой трубопровода или трубопроводного варианта), толщина перекачивающих станций, марка, рабочие давления на рамках лишь технического характера, что достичь конечного заданного количества топлива не одним, а несколькими трубопроводными системами, размерами. Так, например, трубопровод большого диаметра перекачивающих станций или, но с большим числом перекачивающих станций не работает с невысокими расходами за счет увеличения численности с высоким уровнем при этом. Можно вообще проложить трубопроводов, организовать перекачку хотя бы основных параметров топлив.

Вопрос о том, какими должны быть параметры проектируемой нефтепродуктопроводной системы, решается на основе *технико-экономических соображений*. Это означает, что выбор параметров трубопроводной системы для транспорта нефтепродуктов осуществляется на базе сопоставления различных вариантов технически возможных решений и выявления из них одного, оптимального по экономическим показателям. Этот процесс называется *оптимизацией проектных решений*.

Общий принцип выбора оптимальных решений состоит в следующем. Сначала формируется множество технически возможных вариантов системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов. В него включаются трубопроводы с различным диаметром, с различным числом перекачивающих станций, с различной вместимостью резервуарных парков и т.д., а также с различным числом ниток, т.е. параллельных трубопроводов для раздельной перекачки некоторых групп нефтепродуктов. Затем каждый из вариантов подвергают экономической оценке. Для этого рассчитывают *капитальные затраты* на его реализацию и *эксплуатационные расходы* при дальнейшей эксплуатации. Далее в зависимости от конъюнктуры рынка вводят специальный *коэффициент эффективности капитальных вложений*, позволяющий как бы перевести капитальные вложения в ежегодные затраты на поддержание трубопроводной системы. С помощью этого коэффициента строится оптимизируемый показатель, называемый *приведенными затратами*. Вариант, для которого этот показатель окажется наименьшим, может быть принят в качестве оптимального. Конечно, оптимизация параметров трубопроводной системы по критерию приведенных затрат может служить лишь для выбора оптимального из возможных технических решений, но не больше;



...ужать тот или иной нефте-  
...таться в более широком кон-  
...ра экономических и конь-  
...етодика выбора оптималь-  
...одуктопроводных систем  
...оследовательной перекач-  
...ых топлив, и *двухтрубных*,  
...инов по одной трубе и ди-  
...8].

# нологических параметров

## ский расчет

асчет последовательной  
...ществляется согласно пра-  
...для оптимизационных рас-  
...я методика, в которой ос-  
...тебраических уравнений,  
...баланс перекачиваемых  
...ров, необходимых для пе-

$$\left. \frac{-\alpha}{\rho_2} \right) \cdot G; \quad (5.1)$$

$$\cdot \Delta H_{\text{ст.}}$$

В этой системе  $G$  — годовая масса перекачиваемых нефтепродуктов (кг);  $\alpha$  — доля бензина в общей массе перекачки;  $(1-\alpha)$  — доля дизельного топлива в общей массе перекачки;  $\rho_1, \rho_2$  — плотности бензина и дизельного топлива, соответственно (кг/м<sup>3</sup>);  $Q$  — производительность перекачки (м<sup>3</sup>/ч);  $T$  — годовая продолжительность работы нефтепродуктопровода (ч),  $T < 8400$ ;  $n$  — число перекачивающих станций;  $L$  — протяженность нефтепродуктопровода (м);  $d$  — внутренний диаметр трубопровода (м);  $U$  — скорость перекачки (м/с),  $U = 4Q / (3600 \cdot \pi \cdot d^2)$ ;  $\Delta H_{\text{ст}}$  — дифференциальный напор, развиваемый одной перекачивающей станцией. Кроме того, введены средние значения  $\rho_0$  — плотности нефтепродуктов и коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda_0$ :

$$\rho_0 = \rho_1 \cdot \alpha + \rho_2 \cdot (1 - \alpha),$$

$$\lambda_0 = \frac{\rho_1 \alpha}{\rho_0} \cdot \lambda_1 + \frac{\rho_2 (1 - \alpha)}{\rho_0} \cdot \lambda_2, \quad (5.2)$$

где  $\lambda_1, \lambda_2$  — коэффициенты гидравлического сопротивления при перекачке бензина и дизельного топлива, рассчитываемые, например, по формуле (4.9).

Конечно, такой расчет уступает в точности полному гидравлическому расчету разветвленного нефтепродуктопровода с учетом многих конкретных деталей, однако имеющиеся погрешности незначительно сказываются на результатах оптимизации. Кроме того, на последующих стадиях расчета выбранные параметры могут быть уточнены.

Если в качестве независимых и варьируемых переменных выбрать число  $n$  перекачивающих станций и диффе-

оздаваемый каждой из них, жно рассматривать как сис-

$$\left( \frac{-\alpha}{\rho_2} \right), \quad T \leq 8400, \quad (5.3)$$

$$= \frac{2g \cdot n}{L} \cdot \Delta H_{\sigma}$$

вестных: скорости  $U$  пере- а  $d$  трубопровода.

ествляется согласно следу-

еделющие правые части ассматривается нормаль- твующих трубопроводов

325; 0,377; 0,426; 0,530 }

а стенки  $\delta = \delta(p_{\sigma}, D)$  явля- , давления  $p_{\sigma}$  и внешнего Здесь  $p_{\sigma} = p_n + \rho_0 g \cdot \Delta H_{\sigma}$ ; давление перед станций,

нний из возможных ди- еделяется толщина  $d$  стен- ий диаметр  $d$  трубопрово- я системы (5.3) находится о нужно было бы обеспе- амметра. Наконец, из пер- определяется продолжи- ода.

Если время  $T$  оказывается больше 8400 ч, то это озна- чает, что трубопровод выбранного диаметра не спосо- бен обеспечить требуемый грузопоток  $G$  и диаметр дол- жен быть увеличен. Если же  $T \leq 8400$  ч, то трубопровод обеспечивает заданный грузопоток. На этом гидравли- ческий расчет завершается (скорость  $U$  перекачки и ди- аметр трубопровода при данных  $n$  и  $p_{\sigma}$  найдены), и пе- реходят к следующим стадиям оптимизации.

В том случае, когда диаметр должен быть увеличен, переходят от диаметра 0,159 мм к следующему по поряд- ку диаметру 0,219 мм, для которого опять решают второе уравнение системы (5.3) и определяют необходимую про- должительность  $T$  перекачки. После этого опять реша- ют, годится ли данный диаметр или нет, и т.д.

В случае двухниточных трубопроводов аналогичные расчеты осуществляются для каждой из двух параллель- ных труб с той только разницей, что  $\lambda_0$  и  $\rho_0$  принимаются равными попеременно  $\lambda_1$  и  $\rho_1$  или  $\lambda_2$  и  $\rho_2$ , а грузопоток  $G$  берется для первой трубы по бензину —  $G_1$ , для второй трубы — по дизельным топливам  $G_2$ .

В результате гидравлического расчета определяется скорость (скорости) перекачки и минимально необходи- мый диаметр (диаметры) нефтепродуктопровода. Разу- меется, эти значения относятся к выбранному в качестве независимых варьируемых параметров — числу  $n$  перека- чивающих станций и рабочему давлению  $p_{\sigma}$  на них.

### 5.1.2. Расчет смешеворазования

Найденные в результате укрупненного гидравличес- кого расчета значения  $U$  скорости перекачки и  $d$  диамет- ра нефтепродуктопровода позволяют рассчитать объем

в трубопроводе. Делается это на для контактов бензина и дизельного топлива (3.35), если речь идет о дизельном топливе.

Оценку годовой цикличности последовательной перекачки произведем сначала для однострунных нефтепроводов.

Объем  $V_6^{(k)}$  бензина А-76, в котором осуществляется раскладка смеси с дизельным топливом, в конце трубопровода оценивается следующей величиной:

Здесь  $\alpha \cdot G / \rho_1$  — общий объем бензина, участвующего в перекачке;  $\xi_1$  — его часть, достигающая конца трубопровода;  $\beta$  — доля бензина Аи-92 в общем объеме бензина.

Объем  $V_д^{(k)}$  дизельного топлива в конце трубопровода оценивается величиной:

где  $\xi_2$  обозначает часть общего количества дизельного топлива, достигающую конца трубопровода.

На основе (5.6) и (5.7) с учетом ограничений (5.4) определяется годовое число  $N$  циклов перекачки:

$$N = \min \left\{ \frac{\xi_1 \alpha \cdot (1 - \beta) \cdot G}{100 \cdot \rho_1 \cdot V_c}, \frac{\xi_2 (1 - \alpha) G}{85 \cdot \rho_2 \cdot V_c} \right\}. \quad (5.8)$$

Аналогично объем партии  $V_{н-62}$  дизельного топлива Л-62 должен не менее, чем в 7 раз превышать объем его смеси с дизельным топливом Л-40.

$$V_{н-92} = 15,5 \cdot V_c. \quad (5.5)$$

Оценку годовой цикличности последовательной перекачки произведем сначала для однострунных нефтепроводов.

Объем  $V_6^{(k)}$  бензина А-76, в котором осуществляется раскладка смеси с дизельным топливом, в конце трубопровода оценивается следующей величиной:

$$V_6^{(k)} = \frac{\xi_1 \cdot (1 - \beta) \cdot \alpha}{\rho_1} G. \quad (5.6)$$

Здесь  $\alpha \cdot G / \rho_1$  — общий объем бензина, участвующего в перекачке;  $\xi_1$  — его часть, достигающая конца трубопровода;  $\beta$  — доля бензина Аи-92 в общем объеме бензина.

Объем  $V_д^{(k)}$  дизельного топлива в конце трубопровода оценивается величиной:

$$V_д^{(k)} = \frac{\xi_2 \cdot (1 - \alpha)}{\rho_2} G, \quad (5.7)$$

где  $\xi_2$  обозначает часть общего количества дизельного топлива, достигающую конца трубопровода.

На основе (5.6) и (5.7) с учетом ограничений (5.4) определяется годовое число  $N$  циклов перекачки:

$$N = \min \left\{ \frac{\xi_1 \alpha \cdot (1 - \beta) \cdot G}{100 \cdot \rho_1 \cdot V_c}, \frac{\xi_2 (1 - \alpha) G}{85 \cdot \rho_2 \cdot V_c} \right\}. \quad (5.8)$$



годовое число циклов значительных сортов бензинов, так дизельных топлив, более со- друг с другом:

$$N_2 = \frac{\xi_2(1-\alpha)\gamma \cdot G}{7\rho_2 \cdot V_c} \quad (5.9)$$

число циклов перекачки по пер- ственно;  $\gamma$  – доля того дизель- чивают в меньшем количестве.

#### сти резервуарных парков

годовое число циклов, рас- я перекачки вместимость ре- й перекачивающей станции, а и промежуточных нефтебаз, рду. Формулы для такого рас- Поскольку при заданных  $n$  – щий и  $P_{ст}$  – рабочем давлении стр  $d$  трубопровода, скорость но, и расход  $Q$ ) уже рассчи- резервуарного парка стано- ти от значений  $n$  и  $P_{ст}$ .

#### кономических показателей

ло показано, как огрубленно раметры той или иной сис- анспорта нефтепродуктов.

В частности, из изложенного следовало, что все они мо- гут быть представлены в зависимости от двух независи- мых и варьируемых величин, например  $n$  – числа перека- чивающих станций и  $P_{ст}$  – рабочего давления на них.

Поскольку все основные технологические параметры выбранного варианта системы найдены, то нужно перей- ти к оценке затрат на сооружение каждой из них. В про- цессе оптимизации это осуществляется по так называе- мым укрупненным экономическим показателям.

#### 5.2.1. Расчет капитальных вложений в линейную часть нефтепродуктопровода

Капитальные вложения в сооружение линейной части нефтепродуктопроводной системы составляют основную долю суммарных капитальных вложений, поскольку имен- но на линейную часть приходится большое количество технологического и вспомогательного оборудования. К линейной части относятся сам трубопровод (или тру- бопроводы), линейная запорная и регулирующая аппа- ратура, линии электропередачи и связи, вольттрассовые дороги, средства катодной и электрохимической защиты, сооружения линейных служб эксплуатации и значитель- ная часть материальных и денежных затрат, связанных с прокладкой трубопровода.

Капитальные вложения  $K_n$  в линейную часть нефтепро- дуктопровода в общем случае представляют формулой

$$K_n = k \cdot L, \quad (5.10)$$

где  $k$  – удельные капитальные вложения, рассчитанные на 1 км трубопровода, тыс. \$US/км;  $L$  – протяженность нефтепродуктопровода (км).



Таблица 5.2

$G_1$ , млн. т/год	$C_0$ , млн. \$	$C_1$ , млн. \$
0,6	0,80	2,20
1,0	1,88	3,13
1,7	2,83	4,82
2,5	4,60	6,75
3,5	4,83	6,76
5,0	5,29	7,55
8,5	6,34	10,78

к вложений в сооружение перерабатывающих нефтепродуктов:

станция обслуживает сразу несколько станций одновременно только в том, что она предназначена для перекачки нефтепродуктов;

ее параметры определяются по диаметру, где эти параметры больше, чем параметры трубопровода.

$$D_4 = \min \{D_1, D_2\},$$

$$G_4 = \min \{G_1, G_2\},$$

В перерабатывающую станцию входят составы

$$G_4, G_3) + \gamma \cdot K_{nc}(D_4, G_4), \quad (5.15)$$

где  $\gamma$  — доля оборудования в общей стоимости перерабатывающей станции. Анализ укрупненных показателей сооружения многих перекачивающих станций показал, что коэффициент  $\gamma$  можно принять равным 0,2, т.е. долю оборудования можно оценить в 20% от стоимости самой станции.

### 5.2.3. Капитальные вложения в сооружение резервуарных парков

Удельные капитальные вложения в новое строительство резервуарных парков включают в себя стоимость сооружения собственно резервуаров, всего комплекса технологических систем и устройств, обеспечивающих его нормальное функционирование, а также отчуждаемой территории, системы очистки сточных вод и т.п.

При всем многообразии существующих типов и конструкций резервуаров и условий их сооружения можно указать их некоторые укрупненные показатели, полученные статистической обработкой данных по уже выполненным проектам. Капитальные вложения  $K_{p.n}$  в сооружение резервуарных парков для нефтепродуктов представляются в этой обработке в виде функции от  $V$  суммарной вместимости парков согласно равенству [8]:

$$K_{p.n} = 0,001 \cdot k_{p.n} \cdot V \text{ (млн. $)}, \quad (5.16)$$

в котором  $k_{p.n}(V)$  — удельные капитальные вложения в резервуарный парк вместимостью  $V$  ( $V$  измеряется в тыс. куб. м). Для вычисления значений  $k_{p.n}(V)$  удельных капиталовложений можно использовать аппроксимационную формулу



$$1078 \cdot |V - 55| + 0,1038 \cdot |V - 80| + \\ |V - 160|, \text{ млн. \$}/\text{м}^3. \quad (5.17)$$

### продуктов в трубопроводной еме

водная система могла нормальна должна быть *постоянно*. Нефтепродукты находящиеся в трубопроводах) и резервуаров с перекачки невозможен. особенность трубопроводов, находящиеся в системе трубопровода, естественно, в течении всего периода работы или менее неизменно. Это решение должны быть заимствование некоторого количества быть включена в капитальную

и постоянно находится в резервуарах последовательной перекачки одних нефтепродуктов накапливаются в резервуарах количество нефтепродуктов все резервуарах, обеспечивая работу всей системы, причем это без нарушения технологии

Другая часть нефтепродуктов постоянно находится в трубопроводе (трубопроводах) системы, и количество этих нефтепродуктов также неизменно.

Оказывается, что при больших вместимостях резервуарных парков и большом объеме полости трубопровода стоимость нефтепродуктов, неизменно находящихся в системе, составляет существенную часть капитальных вложений, достигая иногда 15% от их величины, и поэтому ею нельзя пренебрегать.

В оптимизационных расчетах принимается, что нефтепродукты постоянно заполняют внутреннюю полость трубопровода (трубопроводов), а также 50% резервуарной емкости, необходимой для нормального ведения технологического процесса перекачки. Последнее допущение становится очевидным, если учесть, что резервуары, предназначенные для каждого сорта нефтепродукта, попеременно в течение цикла то заполняются, то опорожняются и в среднем количество находящихся в них нефтепродуктов будет составлять примерно половину их активного объема.

Если речь идет о последовательной перекачке бензинов и дизельных топлив, то капитальные вложения  $K_{н.п}$  (млн. \$) в нефтепродукты, функционирующие в системе и обеспечивающие технологический процесс перекачки, можно учесть формулой

$$K_{н.п} = \theta_6 \cdot (\alpha \cdot V_{тр} + 1/2 \cdot V_{р.н.б.}) \cdot 10^{-3} + \\ + \theta_d \cdot [(1 - \alpha) \cdot V_{тр} + 1/2 \cdot V_{р.н.д.}] \cdot 10^{-3}, \quad (5.18)$$

в которой  $V_{тр}$  — объем внутренней полости трубопровода или трубопроводов (тыс. м<sup>3</sup>);  $V_{р.н.б.}$ ,  $V_{р.н.д.}$  — суммарные расчетные вместимости резервуарных парков для бензина и

м<sup>3</sup>);  $\theta_6, \theta_d$  — оптовые стоимости лива (\$/м<sup>3</sup>). В частности, можно,  $\theta_d = 113,2$  \$/м<sup>3</sup>.

### тационные расходы

эксплуатацией нефтепродуктов от длины и диаметра трубных ниток, грузопотока, численности резервуарных парков и т.п. параметров трубопроводной системы укрупненным показателям, и  $\mathcal{E}_0$  включают несколько сла-

$$\mathcal{E}_n + \mathcal{E}_k + \mathcal{E}_p, \quad (5.19)$$

уатации линейной части нефтеемы;  $\mathcal{E}_n$  — расходы по эксплуатации;  $\mathcal{E}_k$  — расходы по эксплуатации пункта;  $\mathcal{E}_p$  — расходы по парков в системе нефтепро-

орды  $\mathcal{E}_n$  включают в себя амортизационные (3,6% капиталовложений на текущий ремонт  $\mathcal{E}_{n,тр}$  (0,5% от стоимости) и на электроэнергию  $\mathcal{E}_{n,э}$  и

$$\mathcal{E}_n + 0,005 \cdot K_n + 0,041 \cdot K_n + \mathcal{E}_{n,э} + \mathcal{E}_n. \quad (5.20)$$

Затраты  $\mathcal{E}_{n,э}$  на электроэнергию определяются с учетом существующего двухставочного тарифа (стоимости собственно расходуемой на перекачку электроэнергии и платы за установленную мощность) по формуле

$$\mathcal{E}_{n,э} = Q_3 \cdot \left( 0,02 + \frac{93,6}{T} \right) \cdot n, \text{ млн. \$}, \quad (5.21)$$

где  $Q_3$  — расход электроэнергии на перекачку (млн. кВт·ч);  $T=1$  год — период работы системы. Для расчета  $Q_3$  используется формула

$$Q_3 = 32 \cdot \rho_0 g \cdot \left( \frac{\alpha}{\rho_6} + \frac{1-\alpha}{\rho_d} \right) \cdot \Delta H_{ст} \cdot G, \text{ млн. кВт·ч.} \quad (5.22)$$

Прочие затраты  $\mathcal{E}_p$  рассчитываются по формуле

$$\mathcal{E}_p = 0,1 \cdot (\mathcal{E}_{n,а} + \mathcal{E}_{n,тр} + \mathcal{E}_{зр,п}). \quad (5.23)$$

в которой  $\mathcal{E}_{зр,п}$  — отчисления на зарплату обслуживающего персонала. Последние рассчитывают согласно формуле

$$\mathcal{E}_{зр,п} = 1,1 \cdot Ч \cdot З, \text{ млн. \$}, \quad (5.24)$$

где  $Ч$  — численность персонала;  $З$  — средняя заработная плата служащего, определяемая в количестве 3120 \$ в год. Для головной перекачивающей станции и конечного наливного пункта персонал составлял 80 чел., а для промежуточных станций — 45 чел. Таким образом, отчисления на зарплату для ГПС и КНП составляют по 0,32 млн. \$, для каждой промежуточной станции — 0,18 млн. \$.

Выражение для эксплуатационных расходов  $\mathcal{E}_n$ , связанных с линейной частью нефтепродуктопроводной системы, в итоге имеет вид

$$5 \cdot K_n + 1,1 \cdot \mathcal{E}_3. \quad (5.25)$$

нные расходы  $\mathcal{E}_n$ , связанные иями,  $\mathcal{E}_k$  — конечным налив-варными парками рассчитыв-

$$15 \cdot K_{mc} + 0,18 \cdot (n-1), \text{ млн. \$}, \quad (5.26)$$

$$\mathcal{E}_p = 0,0715 \cdot K_p, \text{ млн. \$}.$$

ы коэффициент 0,0715 учиты-исления на каждом из рассмат-яющих примерно 6% соответ-

асчета эксплуатационных рас-

$$0,0715 \cdot (K_{mc} + K_{mc} + K_k + K_p) + \quad (5.27)$$

#### ция параметров проводных систем

рах были представлены все рас-счета технологических и в систем трубопроводного з. Однако при расчете этих беделенность — какими же репродуктопровода (или диа-чае двухниточного вариан-станций, максимальное дав-кости резервуарных парков,

цикличность перекачки и т.п. Правда, из приведенных выше формул видно, что неопределенными, в сущности, являются только два параметра, например число перекачивающих станций и максимальное давление на каждой из них. Если бы они были известны, остальные параметры трубопроводной системы можно было рассчитать через них.

В существующей неопределенности скрыт основной смысл метода оптимизации: из множества возможных решений нужно выбрать наилучшее. Именно такое «наилучшее» решение выявит сначала неопределенные, а потом через них и остальные параметры трубопроводной системы. Покажем, как это делается.

#### 5.3.1. Формулировка оптимизационной задачи

Предположим, что анализ экономической и инвестиционной ситуации, а также сложившейся на рынке транспортных услуг конъюнктуры привел к решению о целесообразности строительства трубопроводной системы для транспортировки нефтепродуктов с грузопотоком  $G$  на расстояние  $L$ . Тогда встает вопрос, какими параметрами должна обладать такая система.

В числе критериев оптимизации при выборе параметров нефтепродуктопроводных систем могут фигурировать ее экономическая эффективность (капитальные вложения, эксплуатационные расходы, себестоимость), надежность, экологические характеристики и другие параметры. Если предположить, что все мыслимые (возможные) варианты нефтепродуктопроводной системы решают свою главную задачу — перекачать заданное количество нефтепродуктов на заданное расстояние — и при этом равно-



технологической и экологической только стоимостью, то в качестве оптимизации можно выбрать приве-

$$= K \cdot E_n + \mathfrak{E}_0, \quad (5.28)$$

таловложения;  $E_n$  – нормативный вности капитальных вложений эксплуатационные расходы.

(5.28) капитальные вложения  $K$  и ды  $\mathfrak{E}_0$  для нефтепродуктопроводов, а согласно правилам и формулам, онечно, при этом следует учиты- *х числовых коэффициентов, отрав- ти, могут изменяться в соответ- омической ситуацией.* Однако во питальных вложений и эксплуа- зисят от грузопотока и состава ности перекачки и числа ниток ы, от диаметра (диаметров) от- з и вместимости резервуарных зного разбора и множества про-

м выборе параметров нефтепро- формулируется следующим об- рать из пункта  $A$  в пункт  $B$  неф- изельные топлива) в суммарном а расстояние  $L$  км, причем доля естве нефтепродуктов составля- ых топлив  $-(1-\alpha) \cdot G$  млн. т. За- а бензиновых партий: бензина 16 – 80% от общего количества

перекачиваемого бензина. Аналогично задана номенк- латура партий дизельного топлива. Считаются извест- ными также степени путевого разбора бензинов и дизель- ных топлив, соответственно. Например, бензина из  $\alpha \cdot G$  к концу трубопровода приходит лишь  $\xi_1 \cdot \alpha G$  млн. т, а ди- зельного топлива из  $(1-\alpha) \cdot G$  – лишь  $\xi_2 \cdot (1-\alpha) \cdot G$  млн. т. Здесь  $(1-\xi_1)$  и  $(1-\xi_2)$  – степени путевого разбора нефти- продуктов. Считаются также известными ограничения на максимальные значения давлений на перекачивающих станциях.

Требуется определить, какими должны быть парамет- ры нефтепродуктопроводной системы (число параллель- ных ниток трубопроводов, их диаметры, число перека- чивающих станций, рабочие давления на них, скорость перекачки, цикличность, необходимые вместимости ре- зервуарных парков и т.п.), чтобы приведенные затраты  $\Pi$  были минимальными, т.е. чтобы выполнялось условие

$$\Pi = K \cdot E_n + \mathfrak{E}_0 \rightarrow \min. \quad (5.29)$$

### 5.3.2. Алгоритм оптимизационных расчетов

Наиболее простым методом решения сформулирован- ной оптимизационной задачи является метод прямого перебора возможных вариантов, естественно, с некото- рым дискретным шагом варьирования независимых пе- ременных и с использованием ЭВМ. Так, например, ни- жеприведенные результаты основаны на выборе опти- мального варианта для каждого значения  $G$  грузопото- ка и дальности  $L$  перекачки из более чем 200 возможных вариантов (М. В. Генкина, 1992, [8]).

оптимизационных расчетов сна-  
тефтепродуктопроводов. В каче-  
стве исходных данных принимаются  
параметры, но варьируемых пара-  
метров — перекачивающих станций и ра-  
ботоспособности трубопровода. Тогда по формулам (5.3) можно  
определить диаметр нефтепродуктопрово-  
да, скорость  $U$  (а значит, и расход  $Q$ )  
и потери нефтепродуктопровода в  
треногах, как уже было сказано, что  
тефтепродуктопровода может  
быть набор значений, от 159 до  
320 мм (3.35) рассчитываем объем  $V$   
по формуле (5.8) — годовое число  $N$   
по формулам п. 3.21 — вместимости  
основной перекачивающей стан-  
ции трубопровода и у промежуточных

технологические параметры воз-  
можности системы определены,  
которые показатели отдельных уз-  
лов системы в целом, используя для  
5.2.7). В результате определяем  
коэффициент  $K$  и эксплуатационные  
параметры (5.28) вычисляем приведенные  
значения, таким образом, функ-  
циональные: числа  $n$  перекачи-  
ваемого давления  $p_{ст}$  на них, т.е.

$$\Pi(n, p_{ст}).$$

оптимизации число  $n$  перекачива-  
емого давления  $p_{ст}$  —  
пример, рабочее давление варьи-

руется от 3,0 до 6,5 МПа с шагом 0,5 МПа (8 значений),  
то сравнению подлежат 40 (5×8) возможных вариантов  
трубопроводной системы с различными параметрами. Из  
них выбираем вариант с наименьшими приведенными  
затратами.

Для двухтрубных нефтепродуктопроводов алгоритм  
оптимизационных расчетов аналогичен, только рабочие  
давления  $P_{1,ст}$  и  $P_{2,ст}$  на станциях варьируются независимо  
друг от друга. Это ведет к увеличению числа сравнивае-  
мых вариантов. Если, например, рабочее давление на каж-  
дой станции принимает 8 различных значений, то число  
сравниваемых вариантов будет 320 (5×8×8). Из них так-  
же выбираем вариант с минимальными приведенными  
затратами.

На второй стадии процесса оптимизационных расче-  
тов сравниваются варианты одно- и двухтрубного испол-  
нения системы и выбирается оптимальный из них.

### 5.3.3. Результаты оптимизационных расчетов для однострунных нефтепродуктопроводов

На рис. 45 представлены результаты оптимизацион-  
ных расчетов, связанных с выбором параметров нового  
строительства однострунных нефтепродуктопроводов.  
Для каждой точки  $(G, L)$  плоскости переменных «грузо-  
поток — дальность перекачки» приведены значения оп-  
тимальных параметров: диаметр трубопровода, число  
перекачивающих станций, рабочее давление. В расчетах  
принималось, что соотношение между перекачиваемы-  
ми бензинами и дизельными топливами составляет 2:3,  
т.е.  $\alpha = 0,4$ ; бензина Аи-92 в бензиновых партиях имеется



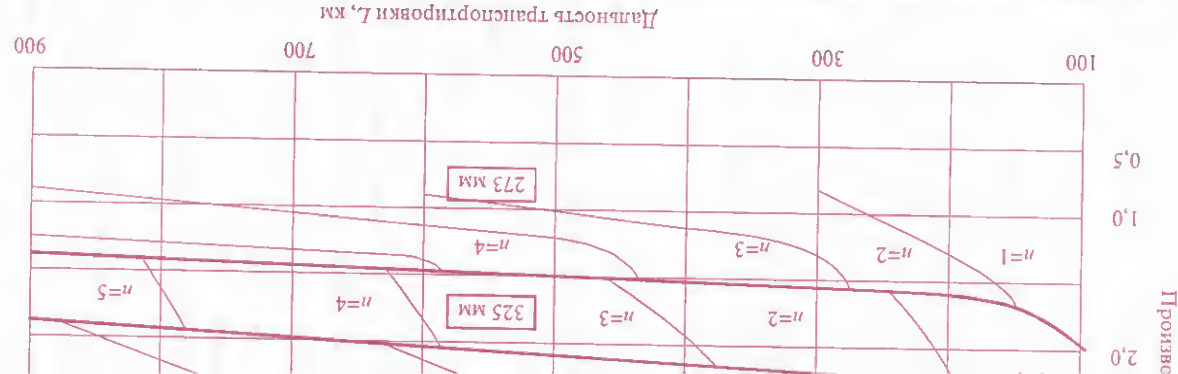


Рис. 45. Карта оптимальных параметров одноточечных нефтепродуктопроводов ( $n$  — число перекачивающих станций;  $L$  — расстояние между станциями;  $D$  — диаметр трубопровода)

20% от общего количества, т.е.  $\beta = 0,2$ ; показатели степени путевого разбора нефтепродуктов равны друг другу и составляют примерно 10%, т.е.  $\xi_1 = \xi_2 = 0,9$ . На этом рисунке сплошные жирные линии, идущие слева направо, служат границами полос, в которых оптимальным является тот или иной диаметр нефтепродуктопровода, а более тонкие сплошные линии в пределах каждой из полос выделяют области, в которых постоянно число перекачивающих станций.

В таблице 5.3 приведены укрупненные результаты расчетов в отношении диаметров нефтепроводов, оптимальных для того или иного грузопотока.

Таблица 5.3

Грузопоток $G$ , млн. т/год	Оптимальный диаметр $D$ , мм
$G \leq 1,5$	273
$1,5 < G \leq 2,0$	325
$2,0 < G \leq 3,5$	377
$3,5 < G \leq 4,5$	426
$4,5 \leq G$	530

Однако границы соответствующих полос показывают, что оптимальный диаметр зависит не только от грузопотока, но и от дальности транспортирования нефтепродуктов. Например, при  $G \approx 5$  млн. т/год и дальности  $L$  транспортирования менее 300 км оптимальным является диаметр 426, а не 530 мм; при грузопотоке  $G \approx 2,5$  млн. т/год и дальности  $L$  транспортирования менее 100 км оптимальным является диаметр 325, а не 377 мм и т.д.

В пределах каждой полосы (где диаметр нефтепродуктопровода постоянен) число перекачивающих станций постепенно увеличивается при увеличении протяженности



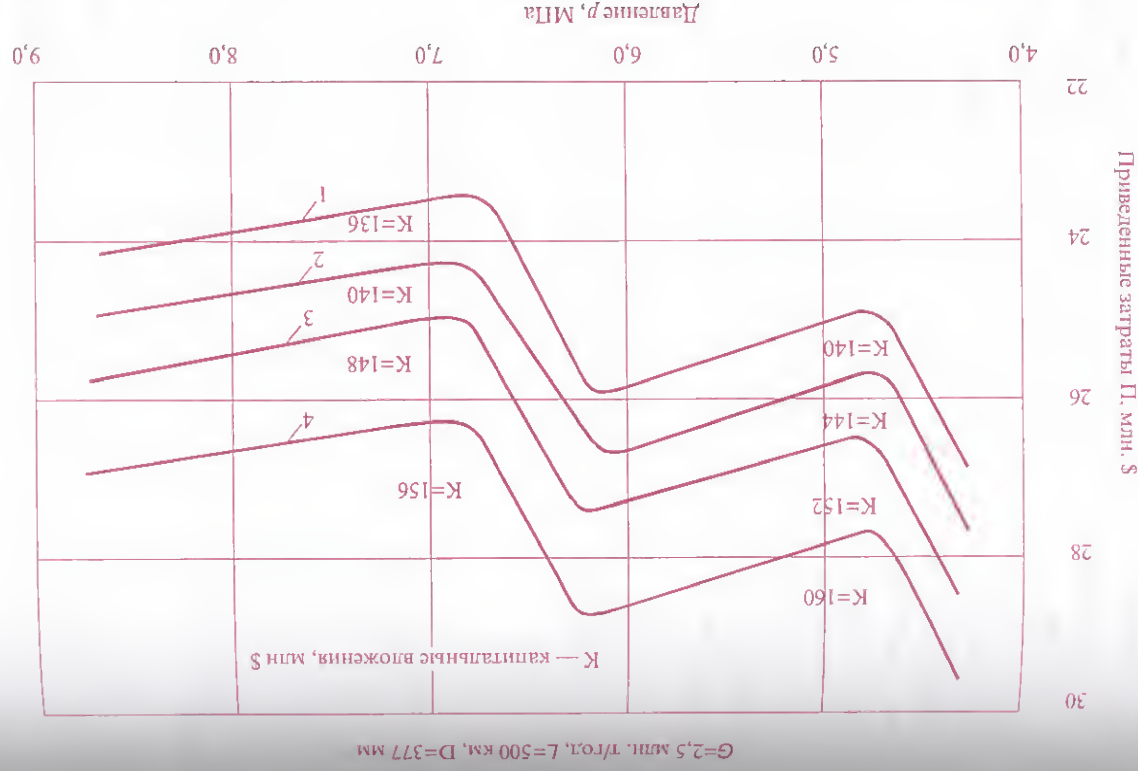
при грузопотоке  $G=3$  млн. т/год  
тяженности  $L$  является диаметр  
качивающих станций увеличи-

- $n = 1;$
- $n = 2;$
- $n = 3;$
- $n = 4$  и т.д.

ы зависимости приведенных  
ения  $p_{ст}$  на станциях для од-  
тепродуктопровода с диамет-  
щего перекачку  $G=2,5$  млн. т  
вые на графике соответствую-  
тевого разбора нефтепродук-

показывают, что при увели-  
а перекачивающих станциях  
яются немоноотонно, образуя  
5 и 6,5 МПа (и, возможно, при  
рабочего давления в интерва-  
ма приведенных затрат число  
е уменьшается (уменьшается  
нефтепродуктопровода), что  
увеличению приведенных за-  
ении конца интервала проис-  
ышение числа перекачиваю-  
риведенных затрат. Поэтому  
обходимости увеличения ра-  
ях в общем случае сделать  
кдается в отдельном анализе.

Рис. 46. Зависимость приведенных затрат от рабочего давления и степени путевого разбора нефтепродуктов: кривые 1-4 построены для  $\xi = 10, 20, 30$  и 40%, соответственно

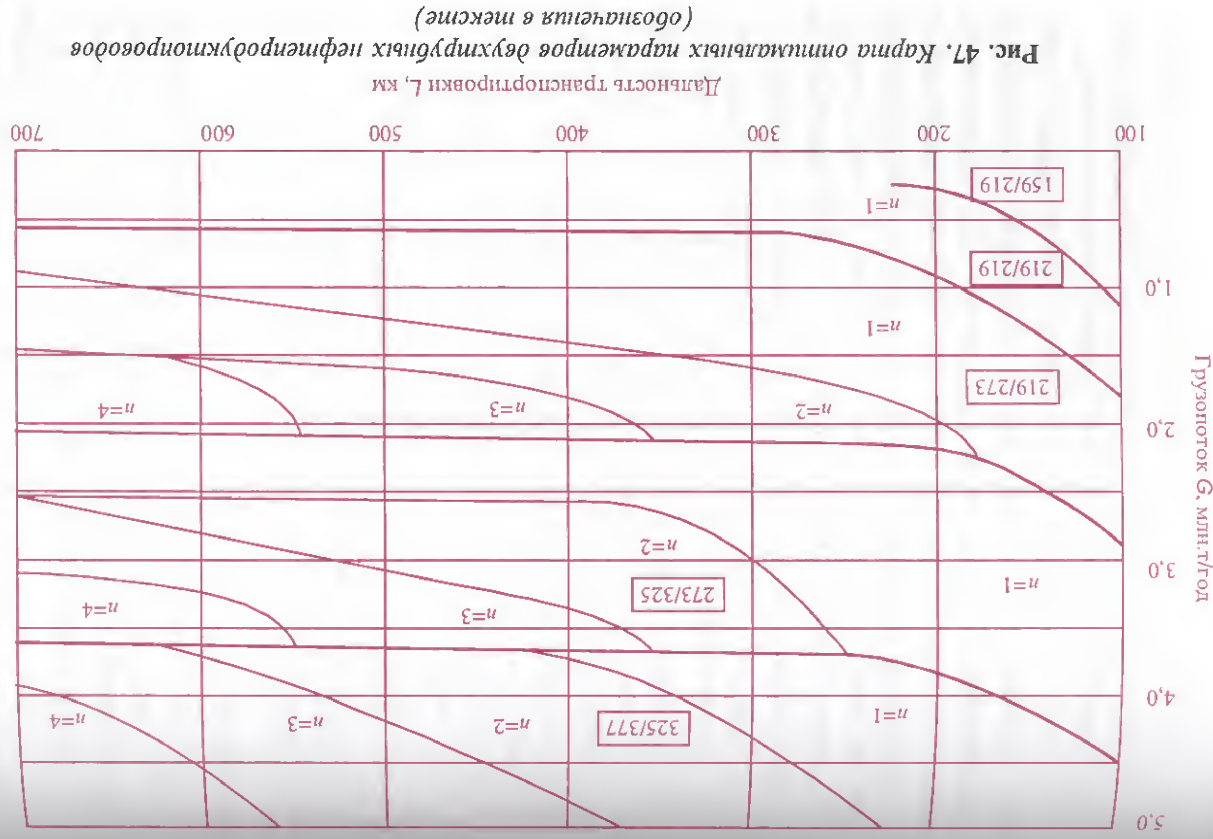


ов видно также, что чем продуктов, тем выше при-  
у. Конечно, отсюда не сле-  
проводу дополнительных  
зависит от правильно вы-  
у.

ы транспортируемых неф-  
3) показало, что чем боль-  
иваемых нефтепродуктов,  
изатели системы. Это про-  
озможного числа циклов  
оходимой резервуарной ем-  
до 50% приведенные за-  
на 12%.

### зационных расчетов продуктопроводов

ых расчетов, связанных  
строительства двухтруб-  
представлены на рис. 47.  
бных нефтепродуктопро-  
ьтатов используется плос-  
ния коэффициентов при-  
дущем случае. Разница в  
ачиваются по одной тру-  
ругой. При этом считает-  
ровода имеют общие пе-  
о рабочие давления в на-  
независимы друг от дру-  
аметров приведены зна-



при заданных грузопотоке и дальности транспортирования диаметры трубопроводов двухтрубной системы значительно ниже диаметра трубы однострубно́й системы; оптимальные рабочие давления обеих систем близки друг к другу; увеличение степени путевого отбора нефтепродуктов увеличивает приведенные затраты и повышает себестоимость транспортирования.

### 5.3.5. Какие же нефтепродуктопроводы предпочтительней, одно- или двухтрубные?

Сопоставление результатов оптимизации одно- и двухтрубных систем трубопроводного транспорта нефтепродуктов позволяет сделать выводы о наиболее предпочтительных вариантах нового строительства в каждом конкретном случае. При этом полученные результаты ставят критически огнестись к казалось бы избыточной точке зрения о том, что последовательная перекачка всей гаммы светлых нефтепродуктов по одной трубе более выгодна, чем раздельная перекачка, во всяком случае двух основных нефтепродуктов — бензинов и дизельных топлив.

Результаты, представленные на картах оптимальных параметров (рис. 45 и 47), показывают, что по критерию «приведенные затраты» *двухтрубные системы в большинстве случаев оказываются более экономичными, чем однострубно́е, и только при малых грузопотоках (менее 0,5 млн. т/год) однострубно́е системы дешевле.*

Чтобы прояснить, каким образом получается такой результат, сравним отдельные экономические показатели

ры трубопроводов; радиусов; число перекачки; результаты оптимизации оптимальных диаметров в зависимости от сум-

Таблица 5.4

Диаметр трубопровода для дизельного топлива $D_2$ , мм	
219	
273	
325	
377	

нефтепродуктопроводов, только грузопотоком  $G$ , например, при малых грузопотоках перекачки до диаметров 159 и 219, следует из табл. 5.4. диаметр обоих нефтепродуктов перекачивающих от дальности грузопотоке  $G=3,0$  млн. т 40 км, являются диаметры. Число и перекачивающих с одной при  $\approx 600$  км.

трубных нефтепродуктопроводных расчетах,



для перекачки бензинов и грузопотоком  $G=5,0$  млн. м<sup>3</sup>/год при диаметре трубопровода  $L=300$  км.

Если взять однострунную, то диаметр должен быть 530 мм, а если — двухтрубную, то диаметр составит 325 мм (для бензинов) и 300 мм (для дизельного топлива). В первом случае капитальные вложения составят 127,8 млн. \$, во втором — 62,2 млн. \$. За счет чего капитальные вложения уменьшаются? Капитальные вложения в систему двухтрубной системы — это капитальные вложения в систему однострунную и капитальные вложения в систему двухтрубную.

Капитальные вложения в систему однострунную — почти 128 млн. \$, а в систему двухтрубную — 62,2 млн. \$. Разница составляет 65,8 млн. \$, что составляет 51% от капитальных вложений в систему однострунную. Поэтому по сравнению с системой однострунной система двухтрубная экономит 51% капитальных вложений. Это значит, что капитальные вложения в систему двухтрубную меньше, чем в систему однострунную.

Капитальные вложения в систему однострунную и капитальные вложения в систему двухтрубную составляют 127,8 млн. \$ и 62,2 млн. \$ соответственно. Разница составляет 65,8 млн. \$, что составляет 51% от капитальных вложений в систему однострунную. Поэтому по сравнению с системой однострунной система двухтрубная экономит 51% капитальных вложений. Это значит, что капитальные вложения в систему двухтрубную меньше, чем в систему однострунную.

же трубе. Увеличение цикличности перекачки требует меньшей вместимости резервуарных парков и, как следствие, снижает капитальные вложения в их сооружение.

Значительное снижение капитальных вложений в двухтрубные системы по сравнению с однострунными получается также за счет уменьшения количества нефтепродуктов, заполняющих систему. Так, например, вместимость 300-км трубопровода с диаметром 530 мм составляет 62,2 тыс. м<sup>3</sup>, в то время как суммарная вместимость двухтрубной системы 325/377 мм равна всего 53,2 тыс. м<sup>3</sup>, но еще больше количество нефтепродуктов в двухтрубной системе уменьшается за счет сокращения вместимости резервуарных парков. Общая экономия капитальных вложений составляет 18,4 млн. \$ (17,8 против 36,2 млн. \$).

Таким образом, основная причина, по которой двухтрубные системы оказываются предпочтительней однострубных, состоит в раздельной перекачке бензинов и дизельных топлив, дающей существенное сокращение резервуарных парков и, как следствие, количества нефтепродуктов, постоянно находящихся в них.

Конечно, окончательный итог экономических расчетов зависит от конкретной раскладки параметров сопоставляемых систем и номенклатуры выпускаемых промышленностью труб. Например, в худшем из возможных вариантов однострунному трубопроводу с диаметром 273 мм пропускная способность двухтрубной трубопроводной системы с диаметром 219/273 мм. Здесь пропускная способность в капитальных вложениях в линейную часть составляет 15,4 млн. \$, а по капитальным вложениям в перекачивающие станции — 11,4 млн. \$. Выигрыш же за счет сокращения резервуарных парков в альтернативной двухтрубной системе составляет всего 5,0 млн. \$, что естественно, не компенсирует затрат на соору-

## Глава 6

### ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Методы расчета параметров процессов, происходящих при трубопроводном транспорте нефтепродуктов, требуют осуществления весьма громоздких и трудоемких математических вычислений. Появление персональных компьютеров позволило значительно упростить эту задачу. Ниже описываются некоторые из существующих компьютерных программ, разработанных специально для решения технологических задач трубопроводного транспорта нефтепродуктов [29].

#### 6.1. Пакет компьютерных программ «МИКС» для расчета смешивания в безостановочных режимах перекачки нефтепродуктов

В главе 3 подробно изложены основы теории смешивания и методы расчета объема смеси, образующейся в зоне контакта последовательно движущихся партий. В частности, формулы (3.35) и (3.36) позволяют вычислить объем смеси в симметричных (0,01-0,99) пределах концентрации, значение  $V_c$  которого используется для расчета других параметров последовательной перекачки нефтепродуктов.



Вычисления по формулам (3.35) и (3.36) сами по себе достаточно громоздки, однако ситуация еще больше усложняется, когда речь идет о вычислении объема смеси в трубопроводе, состоящем из труб разного диаметра, или когда вдоль трубопровода имеются сбросы и подкачки нефтепродуктов. В этих случаях нужно использовать метод эквивалентных длин и соответствующие формулы (3.40).

После того как объем смеси рассчитан, необходимо определить минимально допустимые к перекачке объемы партии нефтепродуктов. Для этого нужно вычислить предельно допустимые концентрации примеси одного нефтепродукта в другом, и на основе полученных результатов определить минимально допустимые объемы партии нефтепродуктов. Для этого используются формулы (3.64) и (3.65) третьей главы книги.

Наконец, на основе минимально допустимых объемов партий нефтепродуктов можно рассчитать годовое число циклов перекачки.

Все это требует совершения громоздких вычислений, повторяющихся от случая к случаю при изменении расходов перекачки, запаса качества у транспортируемых нефтепродуктов и сочетания контактирующих пар.

Для облегчения трудоемких операций вычисления длины и объема области смеси в безостановочных режимах перекачки используется специально разработанный пакет компьютерных программ «МИКС».

Главное меню пакета содержит две опции, соответствующие двум описанным выше задачам: расчета объема смеси и определения цикличности перекачки, каждая из которых представляет собой самостоятельную программу со своим меню и архивом.

Пакет компьютерных программ «МИКС» позволяет рассчитывать:

- объем смеси, образующейся в нефтепродуктопроводе постоянного или переменного диаметра при последовательной перекачке на заданное расстояние с постоянным или переменным по длине трубопровода расходом движения жидкости;

- объем смеси в трубопроводе с многочисленными отводами, через которые осуществляется отбор нефтепродуктов или их подкачка;
- оптимальное число циклов перекачки в условиях полной или неполной загрузки трубопровода.

Пакет компьютерных программ «МИКС» работает в диалоговом режиме, т.е. от пользователя требуется заполнить исходной информацией возникающие на экране компьютера таблицы. Исходной информацией являются:

- длина трубопровода;
- раскладка труб по диаметрам;
- шероховатости участков трубопровода;
- данные об отводах;
- расходы в основной магистрали и в отводах;
- плотности и вязкости нефтепродуктов;
- запасы качества у нефтепродуктов;
- объемы перекачки нефтепродуктов;
- объемы сброса или подкачки.

В качестве выходной информации получают:

- объем образующейся в трубопроводе смеси;
- минимально допустимые к перекачке объемы партий контактирующих нефтепродуктов;
- максимально возможное годовое число циклов перекачки.

Пакет компьютерных программ «МИКС» имеет систему подсказок, облегчающих работу в диалоговом ре-



жине. Кроме того, в пакете имеется архив расчетов, в котором можно хранить большое число исходных данных и полученных результатов расчета.

Опция «печать» обеспечивает распечатку всех результатов на бумажный носитель.

## 6.2. Пакет компьютерных программ «ОСТАНОВКИ» для расчета дополнительного смесеобразования при остановках перекачки нефтепродуктов

Остановки последовательной перекачки нефтепродуктов, отличающихся между собой по плотности, являются мощной причиной дополнительного смесеобразования. Оно происходит за счет растекания нефтепродуктов под действием силы тяжести. Более тяжелые нефтепродукты, как например, дизельное топливо, текут вниз по нижней образующей трубы, а более легкие нефтепродукты, как например, бензин, поднимаются навстречу по верхней образующей. Растекание нефтепродуктов происходит прежде всего в области смеси, но языки растекающихся жидкостей могут захватывать и большие части прилегающих к смеси нефтепродуктов.

Явления, происходящие при остановках перекачки, были подробно описаны в п. 3.13 главы 3 настоящей книги. Расчет сводился к вычислению интеграла в формуле (3.46) с разрывным распределением с ( $\eta$ ) концентрации. Разрывное распределение концентрации, о котором идет речь, получается из непрерывного, существующего в момент остановки перекачки, за счет перераспределения частиц смеси (стекания тяжелых частиц в низины профиля трубопровода и подъема легких к его вершинам) во

всех сечениях смеси и прилегающих к ней областях констатирующих нефтепродуктов. Процедура таких вычислений необычайно трудоемка и при выполнении вручную требовала бы неимоверно больших затрат времени. В пакете компьютерных программ «ОСТАНОВКИ» эти расчеты выполняются автоматически.

Исходными данными для работы пакета служат координаты ( $x, z$ ) точек профиля трубопровода с небольшим шагом, например 100 м. Крупный шаг (скажем, 1 км) для расчетов непригоден, поскольку даже небольшие колебания профиля трубопровода способны прекратить течение нефтепродуктов за счет образования в низинах гидрозатворов (см. п. 3.13). Для каждого заданного пользователем места остановки середины области смеси программа рассчитывает распределение концентрации в непрерывном режиме перекачки от начала трубопровода до данного места, затем осуществляет перераспределение концентраций в соответствии с профилем трубопровода в месте остановки, потом вычисляет интеграл (3.46), рассчитывая распределение концентрации, которое возникает в трубопроводе к следующему месту остановки или к концу трубопровода при безостановочном режиме перекачки. Наконец, программа определяет, во сколько раз увеличится содержание примеси одного нефтепродукта в другом при разделении смеси на две части так, чтобы объем каждой партии остался неизменным.

Результаты расчетов демонстрируются на экране монитора компьютера. Строятся кривые распределения концентраций: того, которое было бы в трубопроводе при безостановочном режиме перекачки, и того, которое будет в действительности. Там же высвечивается коэффициент увеличения смеси. Компьютерные картины весь-

ма наглядно иллюстрируют возникновение петель на кри-  
вых распределения концентрации (см. рис. 18 и 19), несущих в себе отпечаток профиля трубопровода в том месте, где произошла остановка перекачки.

Результаты расчета (графики и таблицы) сохраняются в архиве пакета вместе с исходными данными и могут быть извлечены из него для просмотра и печати. Расчет может быть многократно продолжен путем задания нового сечения остановки середины зоны смеси.

С помощью пакета компьютерных программ «ОСТАНОВКИ» можно оперативно определить последствия остановки смеси нефтепродуктов в том или ином сечении трубопровода и выбрать из них наиболее благоприятное. Весьма часто оказывается, что «благоприятное» место остановки отделено от «неблагоприятного» всего 2—3 километрами.

Для определения «благоприятных» мест остановки смеси нефтепродуктов служит другая компьютерная программа «ПРОФАН».

### 6.3. Пакет компьютерных программ «ПРОФАН» для выбора благоприятных мест остановки смеси

Название пакета компьютерных программ «ПРОФАН» расшифровывается как «*профильный анализатор*». Пакет предназначен для автоматизированной обработки профиля трубопровода с целью выявления на нем участков, благоприятных для остановки области смеси, и участков, неблагоприятных для этой цели. Принцип обработки был подробно изложен в подпункте 5 п. 3.13 главы 3 настоящей книги. Результатом работы пакета является так называемая пилообразная *индикаторная диаграмма*

(рис. 21), наглядно иллюстрирующая, какие участки трубопровода пригодны для остановки смеси и какие участки для этой цели запрещены.

Расчеты, выполненные для профиля 600-км нефтепровода «Омск-Сокур» показали, что благоприятные для остановки смеси участки трубопровода перемежаются с неблагоприятными через 5—10 км.

### 6.4. Пакет компьютерных программ «РАССМЕС» для расчета раскладки смеси нефтепродуктов

Последовательная перекачка нефтепродуктов нуждается в постоянном контроле смесеобразования, происходящего в зонах контактирования движущихся партий, а также приема и раскладки образующейся смеси, см. п. 3.17 главы 3 настоящей книги. Все эти задачи, связанные с трудоемкими расчетами, можно оперативно решить с помощью пакета компьютерных программ «РАССМЕС».

Пакет содержит четыре самостоятельные программы: расчет объема образующейся смеси; раскладка смеси бензинов и дизельных топлив, которая в свою очередь содержит несколько опций; раскладка смеси бензинов А-76 и Аи-92; раскладка смеси дизельных топлив с различным содержанием серы.

Трубопровод, для которого производятся расчеты, может состоять из участков разного диаметра, может иметь отводы или не иметь их. Для него должны быть заданы геометрические характеристики, такие как длина, наружный диаметр и толщина стенки, абсолютная шероховатость, технологические параметры и физические характеристики перекачиваемых нефтепродуктов.



Первая программа пакета рассчитывает объем смеси, образующейся при перекачке двух контактирующих между собой нефтепродуктов.

Вторая программа позволяет определить объем части смеси, образовавшейся в зоне контакта «бензин — дизельное топливо», который может быть добавлен к заданному объему исходного нефтепродукта. Эта величина определяется из условий равенства концентрации примеси одного нефтепродукта в другом ее предельному значению, которое рассчитывается по формулам (3.58) и (3.59).

Программа содержит две модификации соответственно тому, берется ли смесь из смесевых резервуаров или поступает непосредственно из трубопровода в процессе перекачки. В последнем случае, кроме количества добавляемой смеси, определяется еще момент времени, когда нужно подать команду на закрытие задвижки.

Третья программа решает вопрос о возможной пересортице бензинов А-76 и Аи-92. Для раскладки смеси бензинов А-76 и Аи-92 используются их октановые числа, см. формулу (3.61). С помощью кривой распределения концентрации одного из бензинов в смеси с другим рассчитывается объем примеси низкооктанового бензина в высокооктановом, определяется предельно допустимая концентрация первого бензина во втором и затем решается вопрос: достаточен ли объем партии бензина Аи-92 для того, чтобы разложить в ней половину объема смеси с бензином А-76, или большая часть этой смеси должна быть добавлена к бензину А-76.

Четвертая программа решает вопрос о пересортице дизельных топлив. Для раскладки смеси дизельных топлив с различным содержанием серы используется тот же

метод, что и для раскладки смеси бензинов А-76 и Аи-92, с той только разницей, что критерием допустимости раскладки служит не октановое число, а содержание серы в партии дизельного топлива с меньшим содержанием серы после добавления к ней части смеси дизельных топлив, см. формулу (3.62).

Каждая программа является самостоятельной, использует свой набор исходных данных и свой архив.

## 6.5. Пакет компьютерных программ «ЗАПАС»

По существующей технологии весь объем смеси, образующейся при последовательной перекачке нефтепродуктов, раскладывается по партиям контактирующих нефтепродуктов таким образом, чтобы примесь одного из них в другом не снижала определенных показатели топлива ниже уровня, допустимого ГОСТ. Такими показателями для бензинов являются температура конца кипения и октановое число, а для дизельных топлив — температура вспышки, содержание серы, температура застывания и др. Поэтому нефтепродукты, поступающие в резервуары головной перекачивающей станции, должны иметь некоторый запас качества по указанным показателям, см. п. 3.17 и 3.18 главы 3 настоящей книги.

Поскольку общее количество смеси, образующейся при последовательной перекачке за год, зависит от количества смеси в одном контакте нефтепродуктов и от годового числа циклов перекачки, то ясно, что существенно повлиять на эту величину можно только за счет регулирования цикличности. Цикличность же связана с наличием резервуарной емкости в системе нефтепро-



дуктопровода. Чем выше цикличность перекачки, тем меньше необходимо резервуарной емкости на головной перекачивающей станции и на конечном пункте. Но при этом резко возрастает отношение объема обрабатываемой смеси к объему перекачиваемого топлива, что в конце концов затрудняет раскладку смеси. С другой стороны, снижение цикличности перекачки облегчает раскладку смеси, но приводит к увеличению необходимой резервуарной емкости в системе трубопровода.

Таким образом, возникает следующая задача: по данным о параметрах трубопровода найти минимальный запас качества, которым должны обладать нефтепродукты, поступающие на головную перекачивающую станцию, чтобы после раскладки смеси продукты оставались кондиционными.

Для расчета минимального запаса качества нефтепродуктов, необходимого для их перекачки по действующим трубопроводным системам, предназначен пакет компьютерных программ «ЗАПАС». В нем рассматриваются два возможных варианта перекачки:

без промежуточной перевалки нефтепродуктов; с промежуточной перевалкой нефтепродуктов.

В первом случае сначала определяются минимально возможные цикличности перекачки для каждого нефтепродукта, которые способны обеспечить резервуары головной перекачивающей станции. Из них выбирается максимальное число, которое и будет являться минимально возможной цикличностью для всего трубопровода.

В пакете компьютерных программ «ЗАПАС» предусмотрено также определение необходимого запаса качества нефтепродуктов для трубопровода с пунктами промежуточной перевалки.

Пакет «ЗАПАС» предназначен для расчета нефтепродуктопроводов с большим числом промежуточных пунктов перевалки, снабжена архивом хранения данных и результатов расчета, имеет удобный пользовательский интерфейс.

## 6.6. Пакет компьютерных программ «ЭНЕРГИЯ» для гидравлических и энергетических расчетов перекачки нефтепродуктов

Пакет компьютерных программ «Энергия» предназначен для расчета гидравлических режимов последовательной перекачки нефтепродуктов, а также затрат электрической энергии, расходуемой на перекачку, пропускной способности и других обобщенных показателей работы нефтепродуктопровода. Рассматриваемые нефтепродуктопроводы предполагаются состоящими из нескольких линейных участков с перекачивающими станциями, работающими в режиме «из насоса в насос», а также отводами, осуществляющими сброс части нефтепродуктов на полупутные нефтебазы.

Особенностью данного пакета является возможность решения поставленной задачи для краткосрочного периода эксплуатации нефтепродуктопровода, в течение которого загрузка в том или ином объеме гарантирована. Это делает пакет пригодным для использования в условиях неполной загрузки всей системы в целом.

Результатом работы пакета являются значения параметров, при которых следует вести перекачку нефтепродуктов в условиях заданной загрузки. В числе таких параметров — расход перекачки, необходимые напоры на станциях, а также продолжительность сбросов нефтепро-



дуктов промежуточным потребителям. Кроме того, эксплуатационные службы могут определить количество электроэнергии, расходуемой при этом на перекачку и полезное потребление энергии в расчете на 1 т-км.

Определение гидравлических режимов, пропускной способности и количества электроэнергии, расходуемой на последовательную перекачку нефтепродуктов по разветвленному нефтепродуктопроводу, работающему в режиме «из насоса в насос», имеет ряд существенных особенностей, отличающих его от соответствующей задачи для ствального трубопровода, перекачивающего однородную жидкость и работающего с подключенными резервуарами.

Во-первых, определение гидравлических параметров (расходов и напоров в магистралах и в отводах) существенно усложняется из-за необходимости прибегать к проселированию давления на перекачивающих станциях для согласования работы отдельных участков в условиях неизвестности величин сброса в отводы.

Во-вторых, в разветвленном нефтепродуктопроводе происходит постоянная смена режимов работы из-за периодического включения и отключения отводов. Поэтому гидравлические режимы нужно определять для всех возможных комбинаций включенных и отключенных отводов.

В-третьих, гидравлические режимы меняются также вследствие движения границ раздела нефтепродуктов по трубопроводу, что приводит к изменению количества потребляемой электроэнергии и величины поставляемого потребителям продукта.

В-четвертых, трубопроводы могут работать в условиях неполной загрузки, поэтому необходимо определять пропускную способность не на год, а для заданных интервалов времени.

Для решения последней задачи разработан алгоритм, моделирующий процесс движения партий нефтепродуктов по нефтепродуктопроводу и отбора его промежуточными потребителями. Цикл перекачки делится на несколько временных интервалов (интервалов сдвига), внутри которых можно пренебречь движением границ раздела. Для каждого такого интервала для всех возможных комбинаций включенных и отключенных отводов определяются параметры перекачки, такие как расходы и давления в магистралах и отводах, величины дроселирования, потребляемые мощности. Затем по средним значениям определенных величин рассчитываются времена работы отводов, продолжительность движения продуктов мимо отводов, поставки на конечный пункт, потребленная за интервал сдвига электроэнергия, новое положение границ раздела. Повторяя этот процесс для последующих интервалов до исчерпания всего цикла, можно определить пропускную способность и потребляемую электроэнергию за цикл и за весь период перекачки.

Соответственно вышесказанному алгоритм расчета состоит из двух частей:

определения всех возможных гидравлических режимов для трубопровода с заданными конструктивными и режимными параметрами, удовлетворяющих заданному набору ограничений при фиксированном положении границ раздела. Расчет параметров ведется с конца трубопровода методом последовательных приближений, см. п. 4.2 главы 4 настоящей книги;

определения нового положения границ раздела через заданный интервал сдвига партий, см. п. 4.3 главы 4 настоящей книги.



Данный алгоритм реализован в пакете компьютерных программ «ЭНЕРГИЯ». Исходными данными для пакета являются геометрические характеристики трубопровода (длины, диаметры, высотные отметки, шероховатости и т.п.), технологические параметры перекачки (ограничения на давления, расходы и т.п.), характеристики установленного насосного оборудования, физические параметры перекачиваемых нефтепродуктов, планы поставок нефтепродуктов за рассматриваемый период времени.

Результатами расчета являются таблицы с параметрами гидравлических режимов (расходы, давления, гидравлические уклоны для участков магистралей и отводов) и таблицы с обобщенными показателями работы нефтепродуктопровода: абсолютным и удельным потреблением электроэнергии, пропускной способностью и др. Кроме того, рассчитываются времена работы отводов и время движения каждого нефтепродукта мимо отвода. Эти параметры позволяют решить вопрос о выполнении плана поставок промежуточным потребителям. Исходные данные и результаты расчета хранятся в архиве и могут быть в любое время вызваны на экран и распечатаны.

#### 6.7. Пакет компьютерных программ «ПРИСАДКИ» для расчета перекачки нефтепродуктов с антитурбулентными присадками

В п. 4.10 главы 4 настоящей книги изложена технология перекачки нефтепродуктов с использованием так называемых *антитурбулентных присадок*, снижающих гид-

равлическое сопротивление жидкостей при перекачке в турбулентных режимах. Пакет компьютерных программ «ПРИСАДКИ» служит для автоматизации расчетов параметров этой технологии.

Антифрикционные присадки используются для решения двух основных задач:

повысить пропускную способность участка (или участков) трубопровода с помощью существующего оборудования путем введения присадки и снижения тем самым гидравлического сопротивления;

снизить рабочее давление на перекачивающей станции (станциях) за счет уменьшения потерь напора с помощью антифрикционных присадок.

В соответствии с этими задачами и разработан пакет «ПРИСАДКИ».

Алгоритм расчета пропускной способности трубопровода при наличии присадки построен следующим образом. Сначала рассчитываются гидравлические режимы для всех возможных комбинаций включенных и отключенных отводов. Расчет гидравлического режима состоит в определении максимально возможного расхода в трубопроводе при выполнении ряда ограничений: расход на перекачивающей станции не должен быть ниже минимального и выше максимального; давление на нагнетании станции не должно превышать максимального; подпор на всасывании станции не должен быть ниже минимального и т.д. Если такой расход нельзя определить без дросселирования напора на станции, то вводится дросселирование. Расчет гидравлического режима осуществляется методом последовательных приближений и ведется с конца трубопровода, см. п. 4.2.



После определения максимально возможного расхода и соответствующих ему давлений в различных сечениях нефтепродуктопровода по расходу, дифференциальному напору и КПД работающих насосов определяются потребляемые мощности на каждой насосной станции и суммарная по всему трубопроводу.

После расчета гидравлических режимов программа определяет всю потребленную за рассматриваемый период времени электроэнергию, количество поставленных на конечный пункт нефтепродуктов, пропускную способность трубопровода, удельное потребление электроэнергии в расчете на тысячу тонна-километров, использованное количество присадки и другие обобщенные показатели. После этого расчет повторяется при нулевых значениях концентрации присадки.

Задавая величину прибыли от транспортировки одной тонны нефтепродукта и стоимость электроэнергии, можно вычислить максимальную стоимость одного литра присадки, исходя из условия, что прибыль от увеличения пропускной способности трубопровода при употреблении присадки превышает издержки на ее приобретение. Если же цена присадки известна, программа вычисляет прибыль от применения присадки.

Исходными данными для программы являются геометрические характеристики трубопровода (длины, диаметры, высотные отметки, шероховатость и пр.), технологические параметры перекачки (ограничения на давления, расходы и т.п.), характеристики установленного насосного оборудования, физические параметры перекачиваемых нефтепродуктов, экспериментальные зависимости воздействия присадки на потери на трение,

величины концентрации присадки на линейных участках, стоимостные показатели.

Результатами расчета являются таблицы с параметрами гидравлических режимов (расходы, давления, гидравлические уклоны для участков магистралей и отводов) и таблицы с описанными выше обобщенными показателями. Исходные данные и результаты расчета хранятся в архиве и могут быть в любое время вызваны на экран и распечатаны.

### 6.8. Пакет компьютерных программ «ГИДРАНТ» для расчета переходных режимов в нефтепродуктопроводе

Пакет компьютерных программ «ГИДРАНТ» предназначен для выявления наиболее напряженных участков магистрального нефтепродуктопровода при нестационарных режимах перекачки. Волны давления, распространяющиеся по трубопроводу при нестационарных процессах, могут вызывать в некоторых сечениях опасные с точки зрения целостности трубы превышения давления над стационарным. Пакет «ГИДРАНТ» позволяет рассчитывать давления во всех сечениях участка магистрального нефтепродуктопровода, расположенного между двумя перекачивающими станциями, при нестационарных процессах различного происхождения. Причинами нестационарности могут быть:

- отключение перекачивающей станции;
- закрытие задвижки;
- изменение величины сброса в отвод;
- смена продукта на перекачивающей станции.

Результатом работы программы являются эпюры максимальных давлений по длине участка трубопровода, а также превышений давления над стационарным на любой момент времени. Эпюры выдаются в виде таблиц и графиков, позволяющих следить за изменением давления в сечениях трубопровода и выявить наиболее напряженные участки магистрали.

Для всех рассматриваемых случаев нестационарных процессов предполагается, что в начале участка находится перекачивающая станция с постоянным числом оборотов. В конечном сечении для всех случаев, кроме остановки станции, предполагается постоянное давление. В промежуточных сечениях, где находятся отводы, задвижки, границы раздела нефтепродуктов, используются соответствующие граничные условия.

Исходная информация, используемая при расчете, вводится в опции «Исходные данные», общей для всех четырех задач, и содержит геометрические и технологические характеристики трубопровода с установленным на нем насосным оборудованием, физические характеристики перекачиваемых нефтепродуктов и некоторые параметры стационарного режима, например скорость перекачки. Параметры, характеризующие причины нарушения стационарности, например время закрытия задвижки, вводятся в каждой задаче самостоятельно.

Для начала расчета нужно задать шаг выдачи результатов (целое число секунд). После того как нужное число шагов по времени (в частном случае один шаг) будет рассчитано (при этом высвечивается текущее время), на экране возникает схема участка трубопровода с отводами, задвижками и границами раздела и тремя эпюрами

ми давлений: стационарного (зеленый цвет), текущего (красный) и максимального (сиреневый). В начальный момент все три эпюры совпадают. Эпюры максимальных давлений, а также эпюры превышений максимальных давлений над стационарным можно просмотреть как в графическом, так и в табличном виде. Расчет может быть продолжен далее либо с тем же шагом выдачи результатов, либо с измененным и закончен по желанию пользователя. Если в процессе расчета достигается новый стационарный режим, выдается соответствующее сообщение.

### 6.9. Пакет компьютерных программ «ТРИП» для расчета волновых процессов в трубопроводе с промежуточными перекачивающими станциями

Этот пакет служит для моделирования нестационарных процессов в «длинных» трубопроводах, состоящих не из одного (как в п. 6.8), а из нескольких последовательных участков, разделенных перекачивающими станциями и работающими в режиме «из насоса в насос».

Речь идет о трех наиболее важных причинах, вызывающих возникновение в трубопроводе нестационарного режима:

внезапном или постепенном отключении одной из работающих перекачивающих станций;

внезапном или постепенном закрытии задвижки, установленной в заданном сечении трубопровода;

включении или отключении отвода от трубопровода, проложенного к промежуточному потребителю.



Известно, что любая из этих причин ведет к колебаниям давления и расхода транспортируемой жидкости, которые в виде волн распространяются вверх и вниз по потоку жидкости. В сечениях трубопровода с высоким уровнем статического давления (в частности, на пониженных участках трассы) такие волны способны создать аварийную ситуацию и привести к разрыву трубы. В то же время волны пониженного давления, приходя на линию всасывания станций, способны остановить перекачку нефтепродуктов срабатыванием системы противопожарной защиты.

Расчет таких волновых процессов весьма трудоемок и без использования ЭВМ не может быть выполнен. В пакете компьютерных программ «ТРИП» расчет волновых (переходных) процессов осуществляется путем решения системы уравнений в частных производных

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{c^2}{S} \cdot \frac{\partial Q}{\partial x} = 0, \quad (6.1)$$

$$\frac{1}{S} \cdot \frac{\partial Q}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\lambda(Q) \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho \cdot U^2}{2} - \rho g \frac{dz}{dx},$$

в которой  $p(x, t)$  – давление;  $Q = \rho \cdot U \cdot S$  – массовый расход перекачки;  $U(x, t)$  – скорость движения нефтепродукта;  $\rho$  – плотность нефтепродукта;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $c$  – скорость распространения волн давления, см. формулу (4.54);  $z(x)$  – профиль нефтепродуктопровода;  $x$  – координата вдоль оси трубопровода;  $t$  – время.

В качестве метода решения используется так называемый метод характеристик, хорошо зарекомендовавший

себя при решении гиперболических уравнений с частными производными.

В качестве начальных условий берется стационарный режим работы трубопровода с заданным расходом перекачки. Данные о параметрах этого режима вводятся в компьютер и последний путем специального алгоритма уточняет гидравлические характеристики всех участков трубопровода.

Граничными условиями служат условия на перекачивающих станциях, отражающие  $(Q - H)$  – характеристики установившихся на них агрегатов. Ввод этих характеристик предусматривается программой по пяти точкам паспортных или фактических кривых связи дифференциального напора с расходом.

В программе используются также условия «сопряжения» в сечениях, в которых установлены задвижки или подключены отводы.

В виде результатов пакет компьютерных программ «ТРИП» дает давления в заданных (проверяемых) сечениях трубопровода в зависимости от времени. Кроме того, выдаются давления в линиях всасывания и нагнетания всех перекачивающих станций. Шаг выдачи результатов может варьироваться в широких пределах, начиная от одной секунды. Последние 300 значений записываются в память ПЭВМ и могут быть выведены на печать. Просмотр результатов расчета осуществляется с произвольным шагом, кратным одной секунде.

Пакет компьютерных программ «ТРИП» выполнен в диалоговом режиме, снабжен достаточным (но не чрезмерным) сервисом, имеет систему запретов и подсказок при неправильном вводе исходных данных. Пакет компьютерных программ «ТРИП» имеет специальный архив для записи и хранения результатов серии расчетов.



### 6.10. Пакет компьютерных программ «ЦВЕТНОЙ ГРАФИК» для визуального слежения за перемещениями партий нефтепродуктов в трубопроводе

При последовательной перекачке нефтепродуктов в трубопроводе находится не одна, а множество партий различных топлив, движение которых необходимо контролировать. Цель такого контроля состоит в том, чтобы вовремя дать команду на сброс нефтепродуктов в тот или иной отвод, прогнозировать подход данной партии к пункту назначения или временно остановить перекачку, сообщаясь с профилем трубопровода.

Для визуального слежения за перемещением партий нефтепродуктов в трубопроводах служит пакет компьютерных программ «ЦВЕТНОЙ ГРАФИК». Он получил такое название, потому что диспетчер, ведущий перекачку, отмечает положение партий в трубе, закрашивая, как правило, соответствующие участки на схеме различными цветами. Аналогично этому в предлагаемой системе результаты расчетов также представляются в виде схемы, закрашенной различными цветами, но не на бумаге, а на экране компьютера.

При использовании системы «ЦВЕТНОЙ ГРАФИК» диспетчер видит на экране своего компьютера графическую схему всего трубопровода с имеющимися на нем перекачивающими станциями, отводами, наливными пунктами и раздаточными блоками. Рядом с изображением этих объектов высвечиваются их названия. Кроме того, на схеме нефтепродуктопровода имеется координатная сетка, позволяющая диспетчеру даже без числовых данных легко определить положение партий нефтепродуктов, находящихся в магистральной в данный мо-

мент времени, причем сам момент времени и дата также высвечиваются на экране.

Партии нефтепродуктов отображаются либо в виде прямоугольников с различными цветами и штриховкой, либо в виде областей двух-трех основных цветов сортов нефтепродуктов (красный — бензин, синий — дизтопливо, зеленый — топливо для реактивных двигателей) с соответствующими кодами, принятыми в данной трубопроводной организации. Расшифровки всех обозначений приведены здесь же на экране. Также даются указатели позиций, на которые при желании может выйти диспетчер для получения или ввода той или иной информации по каждому из имеющихся нефтепродуктопроводов.

При пользовании программой диспетчер каждые два часа (или за любой другой интервал времени) вводит имеющиеся данные по количеству закачаных в трубопровод или отобранных из него нефтепродуктов. При этом на экране возникает таблица с названием всех пунктов трубопровода, в которых может происходить закачка или отбор топлив. Диспетчер заносит в ячейки этой таблицы соответствующие числа, а также выбирает наименование нефтепродуктов из предлагаемых в дополнительном «меню». В верхней части экрана изменяется число и месяц совершения операции, время начала и конца расчетного интервала.

После ввода текущей информации диспетчер простым нажатием клавиши осуществляет все расчеты по перемещению границ раздела перекачиваемых партий в новое положение с учетом всех сбросов и закачек, а также раскладки труб по их диаметрам.

Результаты расчета отображаются двумя способами: в виде новой картинки на графической схеме положения



партий нефтепродуктов и численно, изменением данных в таблице «Положение партий в трубопроводе». При этом время начала очередного интервала автоматически меняется на время конца предыдущего интервала (а если необходимо, меняется и дата), так что компьютер готов к введению новой информации. Кроме данных по координатам начала и конца для каждой партии, выдается также плотность нефтепродукта, введенная пользователем программы, и рассчитанные по ней объем и масса.

Установка начальных данных используется при первом запуске программы, а также в случае обнаружения каких-либо ошибок во введенной информации, повлекших за собой неверные результаты расчета.

Вспомогательная операция также составляет важный элемент сервиса рассматриваемой системы. Она позволяет пользователю узнать, какой объем трубы отделяет границу раздела той или иной партии нефтепродуктов от входа в заданный отвод, и при задаваемом расходе перекачки вычислить приблизительное время подхода соответствующей партии к данному потребителю. Диспетчер получает результаты моментально после указания сечений, о которых идет речь.

В программе предусмотрен также ряд других справочно-расчетных возможностей. Например, формирование по определенному формату файла с данными по текущему положению партий нефтепродуктов в трубопроводе для последующей передачи информации по каналам связи в любой другой пункт. Файл формируется автоматически после нажатия одной клавиши. Предусмотрена также возможность рассмотрения отводов с большой длиной в качестве самостоятельных трубопроводов.

## 6.11. Пакет компьютерных программ «БАЛАНС»

Пакет компьютерных программ «БАЛАНС» предназначен для оперативного контроля сохранности топлива в трубопроводе. С этой целью пакет производит расчет объема и массы нефтепродуктов, находящихся на каждом участке трубопровода. Под участком понимается часть трубопровода, ограниченная двумя последовательными расположенными перекачивающими станциями. Каждый такой участок может иметь отводы к промежуточным потребителям или не иметь их. Отводы могут быть как одно-, так и двухниточными, находясь на момент расчета в действующем или отключенном состоянии. Магистральная часть трубопровода может состоять из труб одного или различных диаметров и иметь произвольный профиль.

Расчет массы и объема нефтепродуктов, находящихся на участке трубопровода, осуществляется по известным давлениям в начальном и конечном сечениях магистральной части, а также в конце всех отводов. Кроме того, используются данные о расходе и температурах жидкости. Для определения объема и массы нефтепродуктов во всем трубопроводе результаты, полученные для каждого участка, суммируются. Объемы нефтепродуктов рассчитываются в два момента времени, начальный и конечный, затем подводится баланс по разности закаченного и полученного объемов жидкости, а также по изменению объема жидкости в трубе.

Суть вычислительного алгоритма, используемого в пакете «БАЛАНС», состоит в следующем. Магистральная часть трубопровода и отводы разбиваются на участки достаточно малой протяженности, на которых гео-

метрический уклон имеет постоянное значение. Высотные отметки в узлах разбиения, давления на концах трубопровода и отводов и расход перекачки считаются известными. Расчет количества массы и объема нефтепродуктов ведется с конца, от точки с известным давлением. На каждом таком участке определяется вид течения (напорный или безнапорный — самотечный) и соответственно этому вычисляются масса и объем нефтепродукта.

Поскольку магистральная часть трубопровода может состоять из участков разного диаметра и в ней может находиться несколько партий нефтепродуктов, при определении массы и объема нефтепродукта, находящегося на рассматриваемом участке, сначала определяются его диаметр и вид нефтепродукта.

Разновидностью пакета «БАЛАНС» является пакет компьютерных программ «ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ», предназначенный для ежемесячных инвентаризаций нефтепродуктов на том или ином участке нефтепродуктопровода.

#### 6.12. Пакет компьютерных программ «АВИС» для автоматизированного расчета истечения нефтепродуктов при авариях

Пакет компьютерных программ «АВИС» (Аварийное Истечение нефти или нефтепродукта через отверстие при повреждении трубопровода) предназначен для расчета динамики процесса истечения нефти или нефтепродукта через отверстие при разгерметизации внутренней полости трубопровода, см. п. 4.8 главы 4 настоящей книги.

Пакет компьютерных программ позволяет определять объем жидкости, вытекшей из трубопровода, в зависимости от времени, прошедшего с начала процесса. При этом учитываются рельеф трубопровода, параметры отверстия, а также физические свойства жидкости и режимы течения, возникающие в трубопроводе при истечении продукта.

Различают три периода процесса: первый период — напорное истечение, происходящее от момента аварии до момента отключения перекачивающей станции; второй период — безнапорное истечение после отключения перекачивающей станции до момента перекрытия линейных задвижек, изолирующих поврежденный участок от остальной части трубопровода; третий период — безнапорное истечение с момента перекрытия линейных задвижек, изолирующих поврежденный участок трубопровода, до момента ликвидации аварии (или полного вытекания жидкости).

Первый период напорного истечения характеризуется истечением перекачиваемой жидкости через образовавшееся отверстие при работающей насосной станции. Как правило, в этот период давление в месте аварии не меняется во времени и количество вытекшей жидкости определяется разностью давлений вне и внутри трубопровода в месте аварии, площадью отверстия и продолжительностью этого периода.

В течение второго и третьего периодов жидкость вытекает через отверстие под действием собственного веса. При этом в наивысших точках трубопровода последовательно происходят разрывы сплошности потока и образования в этих местах полостей, наполненных насыщенными парами перекачиваемой жидкости, где давление равно упругости паров этой жидкости.



Процесс истечения заканчивается либо тогда, когда авария ликвидируется (восстанавливается герметичность трубопровода), либо тогда, когда жидкость прекращает вытекать из отверстия в трубопроводе. Это происходит при снижении давления в трубопроводе в месте аварии до уровня ниже атмосферного. Задача состоит в том, чтобы найти объем вытекшей жидкости в зависимости от времени истечения с учетом различных периодов этого процесса.

Решение этой задачи вручную требует большого объема вычислительной работы и в ряде случаев практически невозможно. Это позволяет сделать пакет компьютерных программ «АВИС», предназначенный для автоматизированного расчета потерь нефтепродукта при нарушении герметичности внутренней полости трубопровода. Математические уравнения, лежащие в основе процесса моделирования, и алгоритм расчета изложены в п. 4.8 главы 4 настоящей книги.

Процесс истечения жидкости из отверстия в трубопроводе демонстрируется на экране монитора во время работы программы. Там же указывается объем вытекшего нефтепродукта на каждой стадии процесса.

Разновидностью пакета «АВИС» являются пакет компьютерных программ «АВИС-ГРУНТ», в котором учитывается фильтрационное сопротивление грунта, а также пакет компьютерных программ «ХАКЕР» для расчета криминальных отборов нефтепродукта через несанкционированные врезки.

## Литература

1. Алиев Р. А., Белоусов В. Б., Немудров А. Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М.: Недра, 1988, 368 с.
2. Галеев В. Б., Карпачев М. З., Харламенко В. И. Магистральные нефтепродуктопроводы. М.: Недра, 1976, 358 с.
3. Галеев В. Б., Харламенко В. И., Сощенко Е. М. и др. Эксплуатация магистральных нефтепродуктопроводов. М.: Недра, 1973, 360 с.
4. Голубев Б. Н., Юфин В. А., Новоселов В. Ф., Корнилов Г. Г. Определение допустимых концентраций бензина и дизельного топлива при последовательной перекачке//Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1970. — № 9.
5. Гольянов А. И. Влияние первичной технологической смеси на конечный результат смешения при последовательной перекачке// Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1970. — № 10.
6. Гольянов А. И., Лурье М. В., Юфин В. А. Об образовании первичной технологической смеси на головной перекачивающей станции// Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1971. — № 1.
7. Еремеев П. Т., Воробьев Н. А. Развитие трубопроводного транспорта в СССР и за рубежом. М.: Недра, 1989, 166 с.
8. Ишмухаметов И. Т., Лурье М. В., Генкина М. В. и др. Концепция дальнейшего развития трубопроводного транспорта нефтепродуктов. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1991, 63 с. См. также М. В. Генкина, Канд. дисс. ГАНГ им. И. М. Губкина, М., 1992.
9. Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Макаров С. П., Лурье М. В. 50 вопросов о последовательной перекачке нефтепродуктов. М.: Нефть и газ, 1996, 64 с.
10. Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Макаров С. П., Лурье М. В. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам. М.: Нефть и газ, 1997, 111 с.

11. *Кривоносов С. А.* Экспериментальное изучение смесеобразования при остановках последовательной перекачки нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1976. — № 8.
12. *Лойцянский Л. Г.* Механика жидкости и газа. М.: Наука, 1987, 803 с.
13. *Лурье М. В., Марон В. И., Мацкин Л. А.* и др. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов. М.: Недра, 1979, 256 с.
14. *Лурье М. В., Марон В. И.* Средства транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов за рубежом (последовательная перекачка нефтепродуктов). Сер. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. М.: ЦНИИЭНефтехим, 1973, 26 с.
15. *Лурье М. В., Марон В. И., Юфин В. А.* Последовательная перекачка нефтепродуктов с разделительной пробкой, уменьшающей продольную диффузию // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1974. — № 11.
16. *Лурье М. В., Бершицкий Е. М.* Дополнительное смесеобразование при остановках последовательной перекачки нефтепродуктов. НТС «Нефтепереработка и нефтехимия», вып. 10, 1989.
17. *Лурье М. В.* Опасны ли остановки для последовательной перекачки нефтепродуктов? Где и при каких условиях? НТС «Транспорт и хранение нефтепродуктов», вып. 6, 1996.
18. *Лурье М. В.* Что нужно сделать, чтобы уменьшить количество смеси, образующейся при остановках последовательной перекачки нефтепродуктов? НТС «Транспорт и хранение нефтепродуктов», вып. 4—5, 1997.
19. *Лурье М. В.* Гидравлические расчеты перекачки дизельных топлив с антигидратными присадками. НТС «Транспорт и хранение нефтепродуктов», вып. 5, 1996.
20. *Лурье М. В., Подоба Н. А.* Модификация теории Кармана для свивговых турбулентных течений. Доклады АН СССР, т. 279, № 3, 1984.
21. *Лурье М. В., Макаров П. С.* Диагностика малых утечек нефтепродукта при опрессовке участков трубопровода // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1998. — № 5.
22. *Лурье М. В., Макаров П. С.* Гидравлическая локация утечек нефтепродукта на участке трубопровода // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1998. — № 12.

23. *Марон В. И.* Докт. дисс. МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, 1978.
24. *Новоселов В. Ф., Ярыгин Е. Н., Казачук Б. А.* и др. Последовательная перекачка нефтепродуктов по разветвленным трубопроводам. М.: Недра, 1994, 112 с.
25. *Нечваль М. В., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И.* Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. М.: Недра, 1976, 350 с.
26. Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов (ВНТП-90). Госкомнефтепродукт РСФСР, 1991, 90 с.
27. *Папок К. К.* Дизельные топлива. М.: Воен. изд. Мин. обороны СССР, 1957, 112 с.
28. *Папок К. К., Рагозин Н. А.* Словарь по топливам, маслам, смазкам, присадкам и специальным жидкостям. Изд-е 4-е. М.: Химия, 1975, 392 с.
29. Программное обеспечение для управления технологическими процессами последовательной перекачки нефтепродуктов / М. В. Лурье, Л. В. Полянская, Л. Н. Лебедева, В. К. Васильковский. М.: ЦНИИЭНефтехим, 1996, 41 с.
30. Способ сооружения трубопроводов для последовательной перекачки разноплотностных нефтепродуктов. Авт. М. В. Лурье. Патент РФ на изобретение № 2084742, 1995.
31. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов (под ред. А. К. Дерцакяна). М.: Недра, 1977, 519 с.
32. Справочник по специальным функциям (под ред. М. Абрамовица и И. Стиган). М.: Наука, 1979, 131 с.
33. *Тугунов П. И., Новоселов В. Ф.* Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. М.: Недра, 1981, 176 с.
34. Товарные нефтепродукты. Свойства и применение. Изд. 2-е (под ред. В. М. Школьников). М.: Химия, 1978, 472 с.
35. *Шаммазов А. М., Коршаков А. А., Коробков Г. Е., Гольянов А. И.* Основы трубопроводного транспорта нефтепродуктов. ГИИТЛ «Реактив», Уфа, 1996, 158 с.



36. Яблонский В. С., Юфин В. А., Бударов И. П. Последовательная перекачка нефтепродуктов и нефтей по магистральным трубопроводам. М.: Гостоптехиздат, 1958, 148 с.
37. Levenspiel O. «Ind. Eng. Chem.». 50, 1958, p. 343.
38. Sjenitzer F. «Pipeline Eng.», 30, 1958, № 13.
39. Taylor G. «Proc. Roy. -Soc.s.», A. Vol. 219, №1137, 1953.
40. Taylor G. «Proc. Roy. -Soc. s.», A. Vol. 223, №1155, 1954.

# Авторы:

Ишмухаметов Ильдус Тухфатович — инженер, президент АК «Транснефтепродукт»;  
Исаев Станислав Львович — инженер, первый вице-президент АК «Транснефтепродукт»;  
Лурье Михаил Владимирович — профессор Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина;  
Макаров Сергей Павлович — инженер, старший вице-президент АК «Транснефтепродукт».

# Authors:

Ishmuhametov Ildus Tuchfatovich — engineer,  
President of Joint-Stock Co «Transnefteproduct»;  
Isaev Stanislav Lvovitch — engineer,  
First Vice-President of Joint-Stock Co «Transnefteproduct»;  
Lourie Mikhail Vladimirovitch — professor of  
Russian State University of Oil & Gas;  
Makarov Sergei Pavlovitch — engineer,  
Senior Vice-President of Joint-Stock Co «Transnefteproduct»;

Russian Joint-Stock Co «Transnefteproduct» is the main company in Russia possessing more than 15 thousands miles of pipelines for transportation of refined oil products



Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Лурье М. В., Макаров С. П.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ  
НЕФТЕПРОДУКТОВ

Редактор *О. М. Богатырева*  
Технический редактор *Л. А. Данкова*  
Компьютерный набор и верстка *А. Е. Елисеев*  
Обработка иллюстраций *П. С. Юркин*

Сдано в набор 16.04.99. Подписано в печать 25.05.99. Формат 60х90/16.  
Усл. п. л. 18,75. Гарнитура Таймс. Бумага офсетная. Печать офсетная.  
Тираж 2000 экз. Заказ № 104.

Издательство «Нефть и газ».  
117917, Москва, Ленинский просп., 65  
Отпечатано в типографии издательства

Книга посвящена теории и инженерным методам расчета последовательной перекачки нефтепродуктов по трубам. Начинаящие приобщаться к этой проблеме найдут в книге последовательное изложение технологии трубопроводного транспорта нефтепродуктов и методов расчета его параметров. Инженеры, занимающиеся эксплуатацией нефтепродуктопроводов, получат обстоятельное теоретическое и практическое пособие по основному предмету их работы. Студенты, аспиранты и научные работники смогут ознакомиться по книге с положением дел в трубопроводном транспорте нефтепродуктов с целью использования, обобщения и развития его теории в дальнейшем.

